

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
Автоматизированная система управления нефтеперекачивающей станции

УДК 681.5:622.692.4.05

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т7А	Метальников Андрей Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	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

	<p>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</p>
ПК(У)-18	<p>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,</p>
ПК(У)-19	<p>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</p>
ПК(У)-20	<p>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</p>
ПК(У)-21	<p>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.</p>
ПК(У)-22	<p>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</p>

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
 Уровень образования – Бакалавриат
 Период выполнения – осенний/весенний семестр 2020/2021 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:	15.05.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.04.2021	Основная часть	60
04.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
13.05.2021	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	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
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (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
8Т7А	Метальников Андрей Андреевич

Тема работы:

Автоматизированная система управления нефтеперекачивающей станции	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2021
--	------------

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 нефтеперекачивающей станции. Режим работы непрерывный. Одним из контуров является контур управления давлением, предназначенный для поддержания заданного давления в магистральном трубопроводе.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><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) Разработка структурной схемы автоматизированной системы; 3) Разработка функциональной схемы автоматизации; 4) Разработка схемы информационных потоков автоматизированной системы; 5) Выбор средств реализации автоматизированной системы; 6) Разработка схемы соединения внешних проводок; 7) Разработка алгоритмов управления автоматизированной системы; 8) Разработка трехуровневой архитектуры сбора и обработки параметров
--	--

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Структурная схема;</p> <p>Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208–2013;</p> <p>Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA-S 5.1–2009;</p> <p>Схема информационных потоков; Опросный лист для клапана КЗР 25ч945п Ду250 Ру16;</p> <p>Схема соединения внешних проводок;</p> <p>Алгоритм пуска системы;</p> <p>Алгоритм останова системы.</p> <p>Экранные формы</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина Вероника Анатольевна, доцент ОСГН ШБИП, к.э.н.
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент 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	
--	--

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т7А	Метальников Андрей Андреевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
8Т7А	Метальникову Андрею Андреевичу

Школа	ИШИТР	Отделение школы (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оклад руководителя - 23264 руб. Оклад инженера - 7800 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы 15%; Районный коэффициент 30%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИ с позиции ресурсоэффективности.	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований.	Определение трудоемкости работ для НТИ, разработка графика проведения НТИ, составление бюджета НТИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.	Расчёт интегрального показателя ресурсной и финансовой эффективности для всех видов исполнения НТИ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности НТИ
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НТИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Маланина В.А.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т7А	Метальников Андрей Андреевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
8Т7А	Метальников Андрей Андреевич

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

Тема ВКР:

Автоматизированная система управления нефтеперекачивающей станцией	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Создание проекта автоматизированной системы управления нефтеперекачивающей станции на нефтегазовых объектах. Разработка алгоритмов управления и функциональной и структурной схем автоматизации, выбор технического обеспечения для системы управления.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Конституция РФ; – Основное законодательство РФ по охране труда; – ГОСТ 12.2.032-78 "Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ. Общие эргономические требования"
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– отклонение показателей микроклимата – наличие производственного шума – недостаточный уровень освещения – повышенное значение напряжения в электрической цепи – высокий уровень вибрации (локальная, общая);
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выброс летучих углеводородов. Гидросфера: разлив нефтепродукта в водоемы. Литосфера: попадание продуктов нефтепромысла в окружающую среду.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС на объекте: утечка газа, разлив нефтепродуктов, пожар, взрыв. Наиболее типичной ЧС является пожар(возгорание).

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т7А	Метальников Андрей Андреевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 111 страниц, 30 рисунков, 38 таблиц, 34 источника литературы, 7 приложений.

Ключевые слова: система управления давлением на нефтеперекачивающей станции, автоматизированная система управления, программируемый логический контроллер, ПИД-регулятор, математическая модель.

Объектом исследования является система управления давлением на нефтеперекачивающей станции.

Цель работы – проектирование автоматизированной системы управления давлением на нефтеперекачивающей станции.

В процессе разработки была спроектирована математическая модель системы управления давлением на нефтеперекачивающей станции, настроены параметры регулятора, проведен анализ поведения системы при возмущающем воздействии, разработана трехуровневая архитектура сбора и обработки информации автоматизированной системы.

В результате разработки произведен подбор датчиков и агрегатов системы управления давлением на нефтеперекачивающей станции, основанной на контроллере Siemens S7-1200.

Система управления может быть внедрена в реальную установку управления давлением на нефтеперекачивающей станции для управления положением регулирующего клапана, сбора и обработки параметров системы.

Оглавление

Определения, сокращения, обозначения	15
Введение.....	16
1 Техническое задание.....	17
1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП.....	17
1.2 Требование к системе в целом.....	17
1.2.1 Требования к функциональным возможностям	17
1.2.2 Требования к техническому обеспечению.....	19
1.2.3 Требования к программному обеспечению	19
1.2.4 Требования к математическому обеспечению	20
1.2.5 Требования к информационному обеспечению	20
1.2.6 Нормативно-техническая документация	22
2 Описание технологического процесса.....	23
3 Разработка структурной схемы	24
4 Разработка уровней структурной схемы.....	24
4.1 Полевой уровень	24
4.2 Средний уровень	25
4.3 Верхний уровень	25
5 Разработка функциональной схемы автоматизации.....	25
6 Разработка схемы информационных потоков.....	26
7 Комплекс аппаратно-технических средств.....	27
7.1 Выбор ПЛК	27
7.2 Выбор элементной базы	28
7.2.1 Выбор датчика температуры.....	28
7.2.2 Выбор датчиков давления	30
7.2.3 Выбор уровнемера.....	31
7.2.4 Выбор датчика перепада давления.....	33
7.2.5 Выбор датчика расхода.....	34
8 Выбор исполнительных механизмов	36
8.1 Выбор насосного агрегата.....	36
8.2 Выбор регулирующего клапана.....	38
9 Разработка схемы внешних проводок.....	39

9.1	Разработка алгоритмов управления	41
9.1.1	Разработка алгоритма пуска.....	41
9.1.2	Разработка алгоритма останова	42
10	Разработка алгоритма автоматического регулирования.....	42
10.1	Математическая модель системы.....	42
10.2	Настройка регулятора	49
11	Разработка алгоритмов трехуровневой архитектуры системы	53
11.1	Разработка алгоритма сбора и обработки данных полевого уровня системы.....	53
11.2	Разработка алгоритмов обработки среднего уровня системы.....	57
11.3	Разработка программы верхнего уровня	61
	Выводы по основному разделу	63
12	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	65
12.1	Потенциальные потребители результатов исследования.....	65
12.2	Анализ конкурентных технических решений	66
12.3	SWOT-анализ.....	68
12.4	Планирование научно-исследовательских работ.....	69
12.4.1	Структура работ в рамках научного исследования	69
12.4.2	Разработка графика проведения научного исследования	71
12.5	Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	76
12.5.1	Расчёт материальных затрат	76
12.5.2	Расчёт амортизационных отчислений.....	78
12.5.3	Основная заработная плата исполнителей темы	80
12.5.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	81
12.5.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые исчисления).....	82
12.5.6	Накладные расходы.....	83
12.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта ..	84
12.7	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	84
	Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	88
13	Социальная ответственность	90
13.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	91

13.1.1 Особенности трудового законодательства	91
13.1.2 Эргономические требования к АРМ оператора.....	91
13.2 Производственная безопасность	93
13.3 Анализ вредных факторов.....	94
13.3.1 Отклонение показателей микроклимата.....	94
13.3.2 Повышенный уровень шума.	95
13.3.3 Отсутствие или недостаток естественного света.....	95
13.3.4 Высокий уровень вибрации	96
13.4 Анализ опасных факторов.....	97
13.4.1 Повышенное значение напряжения в электрической цепи	97
13.5 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	98
13.6 Экологическая безопасность.....	99
13.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	101
Вывод по разделу социальная ответственность.....	105
Заключение	106
Conclusion.....	107
Список литературы	108
Приложение А (обязательное) Структурная схема	112
Приложение Б (обязательное) Функциональная схема.....	114
Приложение В (обязательное) Функциональная схема	116
Приложение Г (обязательное) Схема внешних проводок	118
Приложение Д (обязательное) Блок схемы пуска/останова	120
Приложение Е (обязательное) Схема информационных потоков	122
Приложение Ж (обязательное) Экранные формы	124

Определения, сокращения, обозначения

Таблица 1 – Определения, сокращения, обозначения

Автоматизированная система (АС)	конфигурация рабочего персонала в совокупности со средствами автоматизации его деятельности
Интерфейс	совокупность программных, а также аппаратных средств, достаточных для взаимодействия с объектом управления
Мнемосхема	упрощенное графическое отображение функциональной схемы на экране АРМ
Интерфейс оператора	набор аппаратных, программных компонентов автоматизированной системы, который обеспечивает взаимодействие между пользователями и системой
Протокол	набор правил, согласно которым регламентируется передача информации между источниками
ТЗ (Техническое задание)	документ, в котором на этапах разработки системы устанавливаются цели, исходные данные и требования к разработке
Технологический процесс (ТП)	идущие подряд технологические взаимосвязанные действия, требуемых для производства конкретного типа работ
SCADA	программный пакет, с помощью которого производится создание программного обеспечения для мониторинга, управления параметрами в режиме реального времени
Объект управления	система, на которую направлены управляющие воздействия с ПЛК
Автоматизированное рабочее место (АРМ)	специальная конфигурация технических, программных средств и продуктов, реализующая индикацию параметров сбора и управления для автоматизированных решений для оператора.
Тег	дескриптор, который применяется для группирования, поиска, описания данных и задания внутренней структуры
Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП)	комплекс программных и технических средств, осуществляющий автоматизацию технологических процессов в разных отраслях производства
ANSI/ISA	американский национальный институт стандартов/Американское общество приборостроителей
Пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор	устройство, применяемое в АС для поддержания параметра в рамках заданного значения. ПИД-регулятор измеряет разницу между уставкой и стабилизируемой величиной, после чего выдаёт управляющее воздействие, которое складывается из трех составляющих (дифференциальное, пропорциональное, интегральное)
КИПиА	контрольно-измерительные приборы и автоматика
ПО	программное обеспечение
ИМ	исполнительный механизм
ФСА	функциональная схема автоматизации
БД	база данных

Введение

Нефтегазовая отрасль является одной из стратегических отраслей в РФ. Перед отраслью нефтедобычи стоит задача снижения себестоимости нефти. Себестоимость нефти – это стоимостное суммарное денежное выражение всех издержек, которые несут компании при добыче единицы объёма нефти. С каждым годом себестоимость добычи нефти растёт в связи с тем, что увеличивается процент высоковязкой и трудноизвлекаемой нефти. Очевидно, что задача минимизации себестоимости добычи нефти стоит перед большинством крупнейших нефтедобывающих стран [1].

Издержки на производство нефти включает в себя затраты на производство, транспортировку, поиск и разработку. Минимизация всех издержек может быть осуществлена путём повсеместного внедрения автоматизированных систем в отрасль нефтедобычи.

В данной работе выполнено проектирование автоматизированной системы управления (АСУ) нефтеперекачивающей станции. Объект исследования – нефтеперекачивающая станция, предмет исследования – модернизация автоматизированной системы управления давлением на нефтеперекачивающей станции.

Цель работы: проектирование автоматизированной системы управления узла нефтеперекачивающей станции.

Реализация данной работы включает в себя разработку рабочей документации, подбор аппаратных, технических средств и разработку алгоритмов сбора и обработки сигналов, моделирование отдельно взятого контура регулирования.

1 Техническое задание

1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП

Автоматизированная система управления нефтеперекачивающей станцией предназначена для поддержания давления в трубопроводе и доставки нефти к месту назначения.

Цели создания автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП):

- автоматизированное поддержание давления нефти в трубопроводе;
- контроль параметров нефти в трубопроводе и резервуаре;
- уменьшение трудовых ресурсов и влияния человеческого фактора;
- обеспечение эффективного управления технологическим процессом (ТП) посредством предоставления информации оперативному персоналу в достаточном объеме;
- передача данных на верхний уровень[2].

1.2 Требование к системе в целом

Проектируемая система должна соответствовать требованиям нормативного документа ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированная система управления. Общие требования», с учетом требований, которые представлены ниже.

1.2.1 Требования к функциональным возможностям

В соответствии с ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированные системы управления. Общие требования» [4] АСУ ТП должна обеспечивать выполнение следующих задач [2]:

- автоматизированный сбор и обработку технологических параметров. Это включает в себя получение сигналов с датчиков, преобразование полевого сигнала и его перевод в действительные значения соответственно градуировочным характеристикам аналоговых измерительных

элементов. Помимо этого, должна производиться фильтрация сигналов, удаляющая высокочастотные помехи и защита от дребезга;

— автоматический контроль состояния технологического процесса, предупредительную и аварийную сигнализации при выходе технологических параметров за установленные уровни. Это означает, что любые взаимодействия оператора с системой должны иметь защиту от каких-либо ошибок. Возможности системы не должны превышать установленных документацией пределов. В системе должен быть реализована клиентская защита, учитывающая уровень полномочий персонала;

— управление технологическим процессом в реальном масштабе времени. Система должна отображать состояние технологического параметра в режиме реального времени, либо обновлять значения в минимальные временные промежутки;

— представление информации в удобной для анализа и восприятия форме. Мнемосхемы, графики, отчеты и события должны соответствовать принятой цветовой политике, улучшающей восприятие оперативной информации. Оператор должен иметь возможность получения исторической информации по запросу;

— автоматическую регистрацию, обработку и хранение поступающей технологической информации;

— автоматическое и ручное формирование отчетов; контроль работоспособности средств АСУ ТП, включая цепи полевого оборудования. Отказ одного из технических элементов не должен приводить к изменению положения или состояния исполнительных механизмов и иных устройств;

— автоматизированную передачу данных на верхний уровень системы. Данные с полевого уровня преобразуются и передаются в сеть предприятия автоматически.

— защиту информации от несанкционированного доступа.

1.2.2 Требования к техническому обеспечению

Среди технического обеспечения наиболее всего встречаются средства измерения, которые должны соответствовать сигналам токовой петли (4-20 мА).

Электрические цепи должны быть искробезопасными.

Оборудование на объекте должно быть устойчивым к воздействию температур (минус 40 – 50) °С и влажности не менее 80 % при 35 °С.

Контроллеры должны иметь необходимые интерфейсы передачи данных на верхний уровень АСУ ТП [3].

1.2.3 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение АСУ ТП при работе с техническими средствами системы должно быть функциональным и отвечать следующим требованиям:

- возможность модификации;
- восстанавливаемость;
- построение модульным типом;
- независимость;

Программное обеспечение системы должно включать в себя:

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

Прикладное базовое программное обеспечение должно обеспечивать выполнение необходимых функций, соответствующих уровням архитектуры автоматизированной системы (измерение, сбор и обработка информации, управление, регулирование).

Специальное прикладное программное обеспечение (СППО) должно обеспечивать гибкую, специальную конфигурацию, соответствующую уровням архитектуры автоматизированной системы (алгоритмы,

математические расчеты). Среди средств создания СППО фигурируют языки программирования, программное обеспечение для отладки и компиляции.

1.2.4 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение системы должно обеспечивать разработку, эксплуатацию автоматизированной системы с помощью методов математических расчетов, моделей, а также алгоритмов, согласно требований, предъявляемых к системам реального времени.

В ходе разработки математического обеспечения должны быть созданы:

- алгоритмы функционального назначения (для решения задач обработки информации контроллерами);
- алгоритмы специального назначения (для решения математических задач на уровне SCADA).

1.2.5 Требования к информационному обеспечению

По результатам проектирования должно быть составлено следующее информационное обеспечение:

- состав, структура и способы организации данных в автоматизированных системах;
- порядок обмена информацией между компонентами и уровнями АС;
- структура сбора, обработки и транспортирования информации в АС;
- информация по визуальному представлению данных и результатам мониторинга.

В состав информационного обеспечения должны входить:

- унифицированная система электронных документов, выраженная в виде набора форм статической отчетности;
- распределенная база данных, вмещающая систему объектов;
- средства ведения и управления базами данных.

Для того чтобы идентифицировать элементы для контроля и управления используются специальные кодировки (идентификаторы) [4].

Структура идентификатора имеет вид: AAA_BBBB_CCC.

AAA – параметр, содержащий 3 символа, принимающий значения:

- PRS – давление;
- TMP – температура;
- LVL – уровень;
- PRD – перепад давления;
- FLW – расход;
- KLP – клапан.

BBBB – код технологического аппарата, максимум 4 символа, может принимать следующие значения:

- FTR1 – фильтр нефти 1;
- FTR2 – фильтр нефти 2;
- DCL1 – выходная линия резервуара;
- DCL2 – линия всасывания;
- DCL3 – магистральный нефтепровод;
- PMP1 – насос магистральный;
- TNK1 – резервуар вертикальный стальной.
- CCC – уточнение, 3 символ, может принимать следующие значения:

- PET – нефть.

Кодировка тэгов показана в таблице 2.

Таблица 2 – Кодировка тэгов

Кодировка	Расшифровка
PRD _ FTR1 _ PET	Перепад давления на фильтре 1
PRD _ FTR2 _ PET	Перепад давления на фильтре 2
TMP _ TNK1 _ PET	Температура нефти в резервуаре
LVL _ TNK1 _ PET	Уровень нефти в резервуаре
FLW _ DCL1 _ PET	Расход нефти на выходе резервуара
PRS _ DCL1 _ PET	Давление нефти на выходе резервуара
FLW _ TNK1 _ PET	Расход нефти на входе резервуара
PRS _ TNK1 _ PET	Давление нефти в резервуаре
FLW _ DCL2 _ PET	Расход нефти в линии всасывания
PRS _ DCL2 _ PET	Давление нефти в линии всасывания
TMP _ PMP1 _ OIL	Температура подшипников насоса
KLP _ DCL3 _ OIL	Положение клапана
FLW _ DCL3 _ PET	Расход нефти в магистральном нефтепроводе
PRS _ DCL3 _ PET	Давление нефти в магистральном нефтепроводе

1.2.6 Нормативно-техническая документация

1. ГОСТ 34602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы. Москва: Изд-во стандартов, 1989. – 12 с.

2. МЭК 61131-3-2016. Контроллеры программируемые. Языки программирования. Москва: Изд-во стандартов, 2016.

3. ГОСТ 24.104-85 Автоматизированные системы управления. Общие требования. Москва: Изд-во стандартов, 2013.

4. ГОСТ 21.408-2013. Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов (с Поправками). Москва: Изд-во стандартов, 2013.

5. ГОСТ 19.002-80. Схемы алгоритмов и программ. Правила выполнения. Москва: Изд-во стандартов, 2080.

2 Описание технологического процесса

Нефтеперекачивающая станция представляет собой комплекс объектов, технологических узлов для транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу, обеспечивающий заданное качество технологического процесса. Для накопления нефти используется резервуар (Р). В резервуар нефть поступает с нефтепромысла по магистральному нефтепроводу. Для транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу используются центробежные насосы. Для обеспечения нормального функционирования основных магистральных насосов необходимо, чтобы на входе было избыточное давление. Для создания этого давления используют подпорные насосы, которые перекачивают нефть из резервуаров на вход магистральных насосов. В резервуарах нефть хранится таким образом, чтобы эффективно использовать объём резервуаров и держать уровень в нормах технологического режима. Также в резервуарах происходит осаждение механических примесей и подтоварной воды [5].

Система автоматического управления давлением на нефтеперекачивающей станции (рисунок 1) осуществляет поддержания давления нефти в нефтепроводе на необходимом значении.

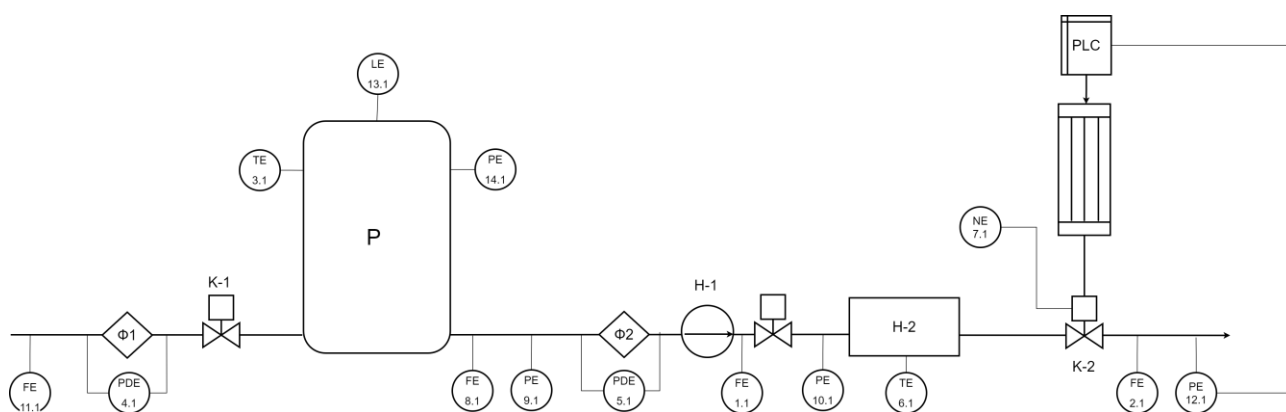


Рисунок 1 – Функциональная схема технологического процесса

В функциональной схеме технологического процесса нефть поступает в резервуар из нефтепровода через фильтр (Φ-1) и регулируемый клапан (K-1).

В резервуаре контролируется температура и уровень нефти. Из резервуара нефть через фильтр (Ф-2) подается подпорным насосом (Н-1) на вход магистрального насоса (Н-2) через регулируемый клапан (К-2) и поступает в магистральный нефтепровод. Клапан (К-3) на выходе насоса управляется электроприводом (П). Сигнал на управление формируется программируемым логическим контроллером (ПЛК).

3 Разработка структурной схемы

Объектом управления является клапан. Управление технологическим процессом сводится к поддержанию требуемого давления нефти в трубопроводе. Централизованное управление реализуется заданием направления движения заслонки клапана путем изменения вращения вала двигателя. Управление на полевом уровне заключается в автоматическом регулировании давления в трубопроводе.

4 Разработка уровней структурной схемы

4.1 Полевой уровень

Нижний уровень (полевой) состоит из измерительных устройств (преобразователей), осуществляющих сбор сигналов о параметрах технологического процесса, и исполнительных устройств, которые реализуют управляющее воздействия. Исполнительными устройствами являются центробежный насос, подпорный насос и регулируемый клапан.

4.2 Средний уровень

Средний уровень (контроллерный) состоит из ПЛК, который осуществляет:

- исполнение команд верхнего уровня;
- обмен информацией с верхним уровнем;
- сбор и обработку информации о состоянии технологического процесса и параметров измерительных и исполнительных устройств;
- автоматическое регулирование.

4.3 Верхний уровень

Верхний уровень (информационно-вычислительный) состоит из компьютера, который соединен с ПЛК интерфейсом Ethernet. Разработанная трехуровневая архитектура представлена в приложении А на ФЮРА.425280.005.01.

5 Разработка функциональной схемы автоматизации

Функциональная схема автоматизации (ФСА) предназначена для отображения основных технических узлов, используемых при проектировании АСУ ТП [6].

ФСА является техническим документом, в котором представлена структура узлов автоматизации с помощью блоков. ФСА используется для набора мнемосхемы процесса на экране оператора в SCADA-пакете.

Элементы системы управления изображены на ФСА с помощью блоков и единиц, которые соединены в единую систему функциональными связями. Оборудование (агрегаты, емкости) на схеме показывается в виде условных изображений [6].

ФСА разработаны согласно ГОСТ 21.208-2013, представленная в приложении Б на ФЮРА.425280.005.02, и согласно стандарту американского общества приборостроителей, ANSI/ISA-5.1-2009, и представлены в приложении В на ФЮРА.425280.005.03.

6 Разработка схемы информационных потоков

Для разработки схемы информационных потоков необходимо разделить систему на три уровня хранения и обработки информации (верхний, средний, нижний):

Верхний уровень – уровень хранения корпоративной, архивной информации. Информация представляется в виде экранных форм/мнемосхем (SCADA). В автоматическом режиме на АРМ формируются различные отчеты, графики трендов.

Средний уровень – уровень текущего хранения информации (буферная база данных). На среднем уровне происходит маршрутизация информационных потоков от полевых датчиков к устройствам верхнего уровня архитектуры.

Нижний уровень – уровень сбора и обработки данных с полевых устройств, то есть аналоговые/дискретные сигналы, данные о вычислении или преобразовании.

Разработанная схема информационных потоков представлена в приложении Е ФЮРА.425280.005.06.

7 Комплекс аппаратно-технических средств

7.1 Выбор ПЛК

Произведем выбор контроллера из следующих видов: Siemens S7-1200, Овен ПЛК 150-220, Овен ПЛК110-220.30 (таблица 3).

Таблица 3 – Технические характеристики контроллеров

Критерии выбора	Siemens S7-1200	Овен ПЛК 150-220	Овен ПЛК110-220.30
Напряжение питание, В	(24 – 250)	(90 – 264)	(9 – 30)
Потребляемая мощность, Вт	12	6	28
Кол-во дискретных выходов, шт.	10	4	12
Кол-во дискретных входов, шт.	14	6	18
Среда программирования	TIA Portal	CODESYS	MasterScada4D, CODESYS
Интерфейсы	RS-232, RS-485, Ethernet	RS-232, RS-485, Ethernet	RS-232, RS-485, Ethernet
Диапазон температур, °С	(- 20 – 60)	(- 15 – 50)	(- 15 – 55)
Цена, руб.	28 512	19 000	22 320

Контроллер ОВЕН имеют недостаточный для Российских природных условий диапазон температур. Также эти контроллеры обладают менее гибкой и универсальной средой программирования, что ограничивает возможность данной системы быть интегрированной в разветвленную систему более крупных масштабов.

Таким образом, в данной работе используется контроллер Siemens S7-1200. Контроллер применяется для средних систем автоматизации. Продукция компании используется в различных отраслях промышленности, в том числе и нефтехимической [7].



Рисунок 2 – Контроллер Siemens S7-1200

Программирование контроллера осуществляется в среде TIA Portal с поддержкой трех языков программирования: LAD, FBD, SCL.

7.2 Выбор элементной базы

7.2.1 Выбор датчика температуры

Для выбора датчика температуры продукта проведем сравнительную характеристику среди трех разных серий устройств: Овен ДТС, ТСМУ Метран-274, Метран-281. Результаты сравнения описаны в таблице 4.

Таблица 4 – Обзор датчиков температуры

Критерии выбора	Овен ДТС	ТСМУ Метран-274	Метран-281
Измеряемые среды	Нейтральные, агрессивные	Нейтральные, агрессивные	Нейтральные, агрессивные
Температура окружающей среды, °С	(минус 40 – 85)	(минус 50 – 85)	(минус 50 – 85)
Предел допустимой Погрешности, %	± 0,5	± 0,25	± 0,4
Напряжение питания, В	24	(12 – 42)	(18 – 42)
Выходной сигнал, мА	(4 – 20)	(4 – 20)	(4 – 20)
Взрывозащищенность	+	+	+

Для измерения температуры нефти выберем датчик ТСМУ Метран-274 (рисунок 3). Данный температурный преобразователь имеет значительный срок службы по сравнению с двумя другими, 5 лет. К тому же, у него высокая точность и широкий диапазон температур окружающей среды, при которой он будет эффективно работать [8].



Рисунок 3 – Датчик температуры ТСМУ Метран-274

Температурный преобразователь состоит из чувствительного элемента (медного, платинового) и измерительного преобразователя с выходным сигналом токовой петли (4-20 мА, 0-5 мА). При изменении температуры на чувствительном элементе изменяется омическое сопротивление терморезистора. Измерительный преобразователь преобразует напряжение термочувствительного элемента, в токовую петлю для дальнейшей передачи на средний уровень.

7.2.2 Выбор датчиков давления

Для подбора преобразователей давления произведем сравнение трех датчиков разных производителей: ДМ5017, Метран-150ТА, и сравним их с зарубежным Rosemount 3051С. Параметры датчиков сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Обзор датчиков давления

Критерий выбора	ДМ5017	Метран-150ТА	Rosemount 3051С
Измеряемая среда	Жидкость, газ	Жидкость, газ	Жидкость, газ
Диапазон измерений, МПа	0 – 40	0 – 16	0 – 27,58
Предел допустимой Погрешности, %	± 0,25	± 0,075	± 0,065
Выходной сигнал	(4 – 20) мА, RS-485	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА
Взрывозащищенность	+	+	+
Температура окружающей среды, °С	(минус 55 – 85)	(минус 55 – 80)	(минус 57 – 85)
Средний срок службы, лет	8 лет	12 лет	–
Напряжение питания, В	(12 – 48)	(2 – 42)	(10,5 – 55)

Для измерения давления подобран датчик отечественной фирмы Манотомь ДМ5017 (Рисунок 4), так как имеет малую относительную погрешность, высокий диапазон условий температур, что позволит обеспечить высокую безотказность при внешних воздействиях. Датчик имеет большой заявленный срок службы, а также интерфейсный выход RS-485.



Рисунок 4 – Датчик давления ДМ5017

Датчик давления состоит из чувствительного элемента и преобразователя. В составе чувствительного элемента находится измерительный блок и плата АЦП. Давление воздействует на чувствительный элемент (емкостная измерительная ячейка) и разделительные мембраны что приводит к изменению их положения, вследствие чего появляется разность емкостей между измерительной мембраной и пластинами конденсатора, расположенным по обеим сторонам от измерительной мембраны. Разность емкостей измеряется АЦП преобразуется электронным преобразователем в выходной сигнал датчика[9].

7.2.3 Выбор уровнемера

Для подбора уровнемеров произведем сравнение трех датчиков разных производителей: Сапфир-22МП-ДУ 2620, Rosemount 5300, ВВ 25. Сравнение уровнемеров приведено в таблице 6.

Таблица 6 – Сравнение характеристик уровнемеров

Критерии выбора	Сапфир ДУ 2620	Rosemount 5300	BW 25
Измеряемая среда	Жидкость	Жидкость	Жидкость
Диапазон измеряемых Уровней, м	(0 – 10)	(0.1-50)	(0,3 – 6)
Предел допускаемой погрешности, %	± 0,25	± 0,25	± 1,5
Выходной сигнал	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА, RS-485	(4 – 20) мА
Взрывозащищенность	+	+	+
Температура окружающей среды, °С	(минус 50 – 80)	(минус 40 – 80)	(минус 40 – 60)

В качестве уровнемера будем использовать датчик уровня Rosemount 5300 (рисунок 5), так как он имеет наилучший диапазон температур и широкий диапазон измерения. Выходные сигналы с цифровым интерфейсом позволят производить расширенную диагностику и обслуживание прибора [10].



Рисунок 5 – Датчик уровня Rosemount 5300

Принцип действия уровнемеров 5300 основан на технологии рефлектометрии разрешением по времени. Излучатель испускает

микроволновые импульсы малой мощности по погружному элементу, находящемуся в технологической среде (жидкости, газы). В момент достижения импульсом раздела фаз (среды с другими свойствами проницаемости), импульс отражается в обратном направлении. Исходя из разницы во времени между приемом и передачей импульса рассчитывается уровень жидкости или уровень границы раздела двух сред [10].

7.2.4 Выбор датчика перепада давления

В качестве датчика перепада давления возьмем датчик фирмы Манотомь ДМ5017ЕХ (Рисунок 6).



Рисунок 6 – Датчик перепада давления ДМ5017ЕХ

Характеристики датчика представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристика датчика перепада давления ДМ-5017

Параметр	Значение
Измеряемая среда	Газ, жидкость, пар
Диапазоны измерений	(0 – 40) МПа
Предел допустимой погрешности	$\pm 0,25$ %;
Выходной сигнал	(4 – 20) мА, RS-485
Взрывозащищенность	+
Температура окружающей среды	(минус 55 – 85) °С
Средний срок службы	8 лет

Датчик имеет высокую точность, широкий диапазон температур и достаточно долгий срок службы.

7.2.5 Выбор датчика расхода

Для измерения расхода воды проведем сравнительный анализ следующих расходомеров: ЭМИС-ВИХРЬ 200, ЭМИС-ДИО 230, ЭМИС-МАГ 270. Результаты сравнения сведены в таблице 8.

Таблица 8 – Сравнительный анализ расходомеров

Критерии выбора	ЭМИС-ВИХРЬ 200	ЭМИС-ДИО 230	ЭМИС-МАГ 270
Тип датчика	Вихревой	Роторный	Электромагнитный
Измеряемая среды	Жидкости с механическими примесями	Жидкости, вязкие жидкости	Электропроводные жидкости, агрессивные среды
Температура измеряемой среды, °С	(минус 60 – 450)	(минус 20 – 250)	(минус 40 – 130)
Диапазон пределов измерений, м ³ /ч	(8 – 250)	(8 – 280)	(3 – 283)
Выходной сигнал	(4 – 20) мА, Modbus RTU	(4 – 20) мА, Modbus RTU	(4 – 20) мА, Modbus RTU
Давление среды, МПа	(0 – 25)	(0 – 6,3)	(0 – 32)
Взрывозащищенность	+	+	+

Выбираем в качестве расходомера ЭМИС-МАГ 270 (рисунок 7). Расходомер имеет подходящий диапазон температур и пределы измерения. В отличие от других расходомеров, электромагнитный является бесконтактным, что облегчает его установку и увеличивает срок службы.



Рисунок 7 – Расходомер ЭМИС-МАГ 270

Прибор работает по закону электромагнитной индукции. При пересечении магнитного поля в жидкости индуцируется электродвижущая сила, пропорциональная скорости движения жидкости.

8 Выбор исполнительных механизмов

Исполнительное устройство – устройство в автоматизированных системах, которое производит управляющее воздействие регулятора на управляемый объект, изменяя положение регулирующего органа.

В качестве исполнительных механизмов в разрабатываемой системе управления используются клапаны с электроприводом и насосные агрегаты.

8.1 Выбор насосного агрегата

Проведем сравнительный анализ следующих насосов: 1Д 630-90, 1Д 630-90а, 1Д 630-90б. Сравнение приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Сравнение характеристик насоса

Критерии выбора	1Д 630-90	1Д 630-90а	1Д 630-90б
Подача	500 м ³ /ч	470 м ³ /ч	420 м ³ /ч
Напор	38 м	60 м	25 м
Частота вращения	980 об/мин	980 об/мин	980 об/мин
Потребляемая мощность	81 кВт	50 кВт	50 кВт
Температура среды	(1 – 85) °С	(1 – 85) °С	(1 – 85) °С

В качестве насосного оборудования для перекачки нефти был выбран насос 1Д 630-90а (рисунок 9). При достаточной скорости подачи он имеет хороший напор и не большую потребляемую мощность по сравнению с 1Д 630-90 [11].

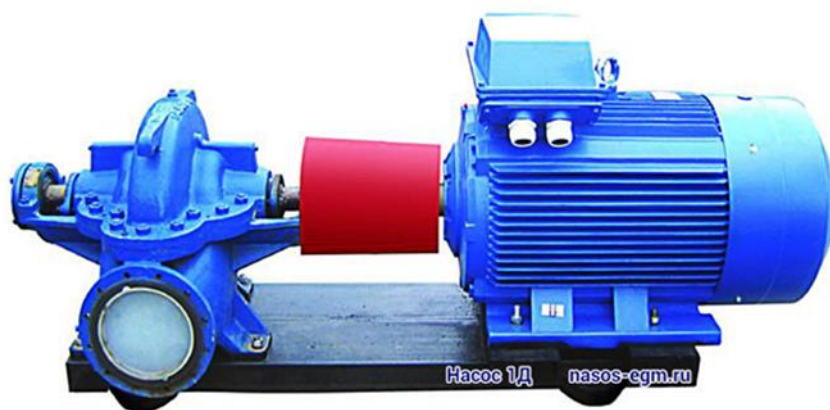


Рисунок 9 – Насос 1Д 630-90а

Габаритные и присоединительные размеры насоса приведены на рисунке 10.

L	L1	l	l1	l2	l3	l4	l5	B	B1	H	H1	H2	H3	h	A1	A2	
1145	645	590	350	590	390	360	160	1000	500	845	440	330	270	64	530	530	
A3	D	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	d	d1	d2	d3	n	n1	b	Рy, МПа вх/вых	Масса, кг
300	370	335	312	250	335	295	268	200	18	22	28	60	12	12	18	6/10	524

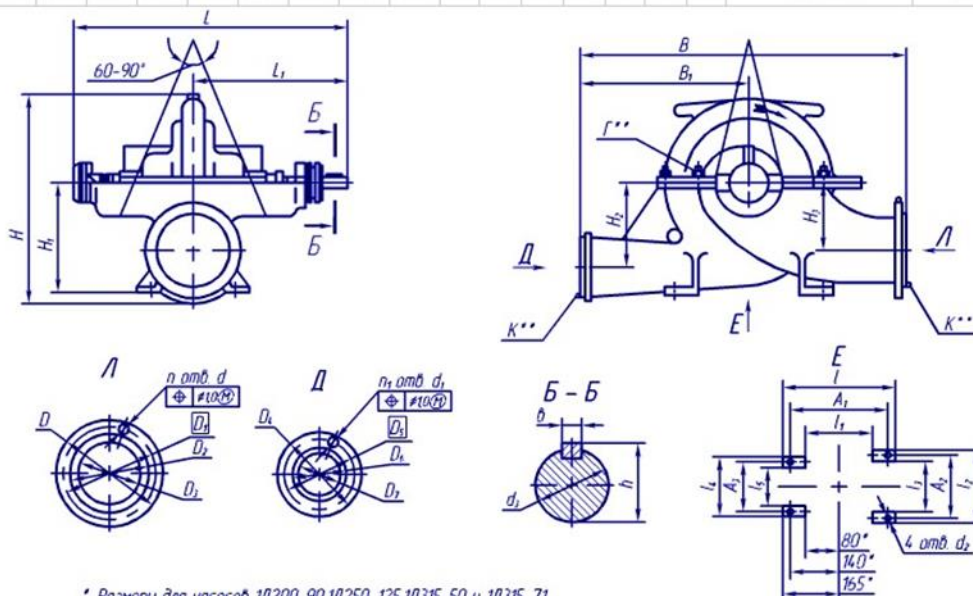


Рисунок 10 – Габаритный чертеж насоса 1Д 630-90а

8.2 Выбор регулирующего клапана

В качестве клапана будем использовать клапан запорно-регулирующий КЗР 25ч945п фланцевый (рисунок 11).

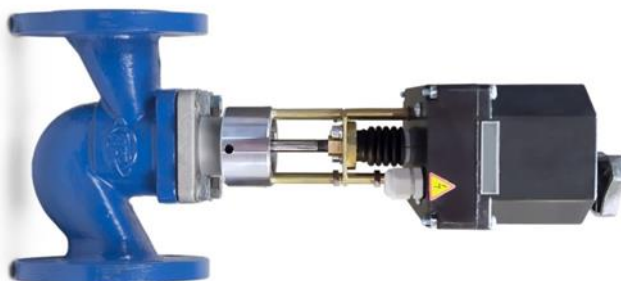


Рисунок 11 – КЗР 25ч945п

Клапан является устройством, осуществляющим перекрытие площади прохода продукта по трубопроводу, предназначен для автоматического регулирования техпроцессов. Характеристики клапана представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристики клапана КЗР 25ч945п

Критерии выбора	КЗР 25ч945п
Рабочая среда	жидкие и газообразные среды
Температура рабочей среды	(минус 15 – 150) °С
Рабочий ход плунжера	50 мм
Производство	Россия

Принцип действия КЗР. 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.

Клапаны КЗР 25ч945п комплектуются электроприводом – «Regada» различных типов исполнения: общепромышленное, взрывозащищенное, умеренном климатическое. Электрическое подсоединение выполняется на клеммную колодку. Механическое подсоединение – фланцевое, присоединительная муфта – резьбовая.

Технические характеристики электропривода показаны в таблице 11.

Таблица 11 – Технические данные электропривода

Критерии	Привод Regada для КЗР
Срок службы до списания	40 лет
Скорость управления	50 мм/мин
Время закрытия	60 с
Усилие на штоке	36 кН
Напряжение питания	380 В, 50 Гц
Мощность потребляемая	180 Вт
Масса	28 кг

9 Разработка схемы внешних проводок

В процессе выполнения работы, была разработана схема внешних проводок, она приведена в Приложении Г на ФЮРА.425280.005.04. На схеме показаны проводки следующих датчиков: датчиков температуры, датчиков давления, уровнемера, датчиков перепада давления, датчика положения клапана, датчиков расхода. Для передачи сигналов был выбран кабель КВВГЭнг (рисунок 12).

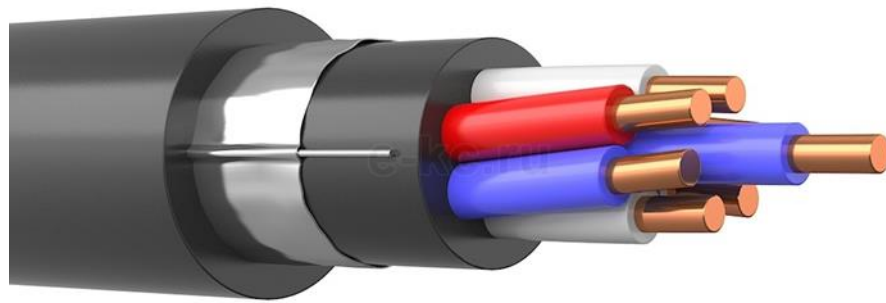


Рисунок 12 – Кабель КВВГЭнг

Расшифровка аббревиатуры кабеля КВВГЭнг:

- К означает, что кабель контрольный;
- В (первая) говорит, что проводники изготовлены из ПВХ-пластика;
- В (вторая) говорит, что скрутка жил помещена в ПВХ-оболочку;
- Г означает, что кабель не имеет внешнего защитного слоя;
- Э говорит о наличии защитного экрана.

Кабель КВВГЭнг предназначен для прокладки в помещениях и на открытом воздухе при отсутствии опасности механических повреждений при эксплуатации и защиты электрических цепей от наводок внешних электрических полей. Технические характеристики кабеля приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики КВВГЭнг

Наименование	КВВГЭнг
Диапазон рабочих температур	(минус 50 – 50) °С
Минимальная температура монтажа	минус 15 °С
Максимальная температура жилы	70 °С
Срок службы:	
в грунте	15 лет
в помещении	30 лет

Для соединения проводов с датчиков в кабель используем клеммную колодку КК42С фирмы ОВЕН.

9.1 Разработка алгоритмов управления

9.1.1 Разработка алгоритма пуска

Данный алгоритм запускает насосный агрегат и открывает клапан.

Алгоритм состоит из следующих шагов:

- Проверка поступления команды от оператора, если нет, то ничего не происходит.
- Проверяется давление всасывающей линии (наличие нефти), если оно не в норме, то выдается сообщение о пониженном давлении.
- Проверяется температура подшипников насоса, если она не в норме, то выдается сообщение о повышенной температуре насоса.
- Проверяется перепад давления на фильтрах 1, 2, если он не в норме, то выдается сообщение о загрязнении фильтра.
- Команда на клапан для открытия.
- Команда на привод для запуска.

Блок-схема данного алгоритма показана в приложении Д на ФЮРА.425280.005.05.

9.1.2 Разработка алгоритма останова

Данный алгоритм останавливает насосный агрегат и закрывает клапан.

Алгоритм состоит из следующих шагов:

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

Блок-схема данного алгоритма показана в Приложении Д на ФЮРА.425280.005.05.

10 Разработка алгоритма автоматического регулирования

10.1 Математическая модель системы

В качестве регулируемой величины выступает давление в магистрали нефтепровода. В качестве алгоритма регулирования используется ПИД-закон. Формирование управляющего сигнала осуществляется на основании суммы трёх составляющих сигнала рассогласования: пропорциональной, интегральной, дифференциальной.

Схема автоматического регулирования (рисунок 13) состоит из: входного воздействия (уставка), ПЛК (реализующий функцию ПИД-регулятора), мотора редуктора, регулирующего клапана, объект управления (трубопровод), датчика давления с масштабирующим звеном (является обратной связью).

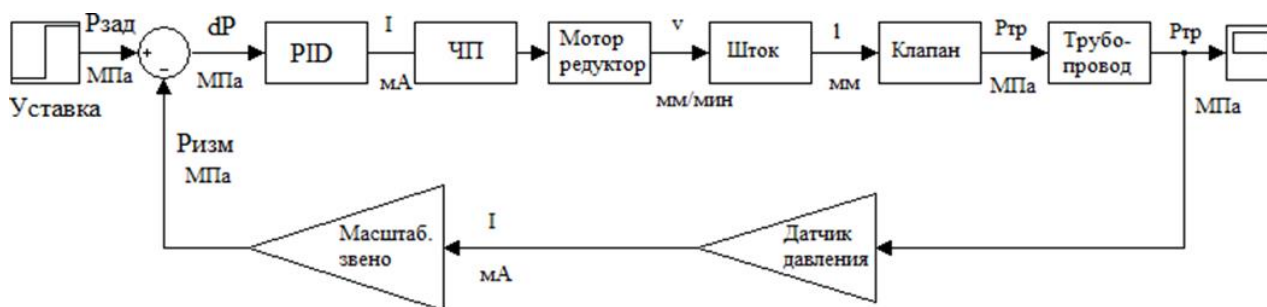


Рисунок 13 – Схема автоматического регулирования

Объектом управления является участок магистрали нефтепровода. Оператор задает давление, которое необходимо поддерживать в нефтепроводе. Это значение подается в ПЛК, где происходит сравнение его текущим давлением, измеренным преобразователем давления. После чего формируется выходной сигнал управления на двигатель, который меняет площадь проходного сечения клапана.

Рассмотрим передаточные функции звеньев, входящих в данную модель.

Для составления передаточной функции частотного преобразователя, необходимо рассчитать коэффициент передачи $k_{чп}$ и постоянную времени $T_{чп}$. Так как управление происходит током 4-20мА, а частота изменяется в диапазоне 0-50 Гц, номинальной частоте $f_n = 50$ Гц будет соответствовать ток $I_{зн} = 14$ мА.

$$k_{чп} = \frac{f_n}{I_{зн}} = \frac{50}{14} = 3,57. \quad (1)$$

Примем постоянную времени для частотного преобразователя $T_{чп} = 0,001$ с. Таким образом, можно записать передаточную функцию частотного преобразователя $W_{чп}$:

$$W_{чп}(s) = \frac{k_{чп}}{T_{чп} \cdot s + 1} = \frac{3,57}{0,001 \cdot s + 1}. \quad (2)$$

Передаточная функция трубопровода описывается апериодическим звеном первого порядка:

$$W_{тр}(s) = \frac{k_{тр}}{T_{тр} \cdot s + 1}. \quad (3)$$

где $W_{\text{тр}}$ – передаточная функция трубопровода;
 $k_{\text{тр}}$ – коэффициент передачи трубопровода, МПа · с/м³;
 $T_{\text{тр}}$ – постоянная времени трубопровода, с;
 s – оператор Лапласа.

Коэффициент определяются по формуле (3):

$$k_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{тр}}}{P_{\text{тр}}} = \frac{16}{16} = 1. \quad (4)$$

где $P_{\text{тр}}$ – давление в трубопроводе.

Постоянная времени трубопровода $T_{\text{тр}}$ определяется по формулам (5-7):

$$T_{\text{тр}} = \frac{L}{v}. \quad (5)$$

$$v = \frac{Q}{S}. \quad (6)$$

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4}. \quad (7)$$

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

v – скорость потока;

S – площадь сечения трубы;

d – диаметр трубы.

Характеристики трубопровода приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики трубопровода

Характеристика	Значение
Диаметр трубы, d	0,2 м
Объемный расход, Q	0,13 м ³ /с
Длина участка, L	20 м

Произведем необходимые расчеты:

$$T_{\text{тр}} = \frac{20}{4.158} \text{ с.} \quad (8)$$

$$v = \frac{0.1356}{0.0314} = 4.158 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (9)$$

$$S = \frac{\pi \cdot 0.04}{4} = 0,0314 \text{ м}^2. \quad (10)$$

Получаем передаточную функцию трубопровода:

$$W_{\text{тр}}(s) = \frac{1}{4.81 \cdot s + 1}. \quad (11)$$

Передаточную функцию двигателя $T_{\text{дв}}$ опишем апериодическим звеном первого порядка:

$$W_{\text{дв}}(s) = \frac{k_{\text{дв}}}{T_{\text{дв}} \cdot s + 1}. \quad (12)$$

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

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

Необходимые характеристики двигателя приведены в таблице 14.

Таблица 14. Характеристики двигателя

Характеристика	Значение
Рабочий ход, l	50 мм
Скорость управления, $\nu_{дв}$	32 мм/мин
Время закрытия, $t_{дв}$	94 с

Коэффициент передачи двигателя определяется как отношение угловой скорости $\nu_{дв}$ к токовому сигналу с контроллера I:

$$k_{тр} = \frac{P_{тр}}{I_{тр}} = \frac{32}{16} = 2 \text{ мм}/(\text{с} \cdot \text{мА}). \quad (13)$$

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

$$W_{дв}(s) = \frac{2}{0.5 \cdot s + 1}. \quad (14)$$

Шток представляет из себя интегрирующее звено:

$$W_{шт}(s) = \frac{1}{T_{шт} \cdot s + 1}. \quad (15)$$

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

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

Постоянная времени штока определяется из значения времени полного хода штока и равна 94 с.

Получим передаточную функцию штока:

$$W_{ш}(s) = \frac{1}{94s}. \quad (16)$$

Клапан опишем апериодическим звеном первого порядка:

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:

$$k_{кл} = \frac{P_{\max}}{1} = \frac{32}{50} = 0,32 \text{ МПа/(мм)}. \quad (17)$$

Постоянную времени клапана примем равной 5 с. Тогда передаточная функция клапана:

$$W_{кл}(s) = \frac{0.32}{5 \cdot s + 1}. \quad (18)$$

Датчик давления преобразует значение давления в токовый сигнал.

Передаточная функция датчика будет выглядеть:

$$W_{дд} = k_{дд} = \frac{16}{16} = 1 \text{ мА/МПа} \quad (19)$$

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

$k_{дд}$ – коэффициент передачи датчика давления, мА/Мпа.

Передаточная функция масштабирующего коэффициента будет обратной к передаточной функции датчика давление, т.к. с помощью данного коэффициента ПЛК восстанавливает значение давления из токового сигнала:

$$W_{\text{масш}} = \frac{P}{I} = \frac{16}{16} = 1 \text{ МПа/мА} \quad (20)$$

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

Нашли передаточные функции всех элементов системы, кроме регулятора. Также необходимо учесть, что рабочий ход штока 50 мм, поэтому надо добавить ограничение по его перемещению. Для этого поставим в модели после штока звено ограничения.

Получаем математическую модель системы (рисунок 14).

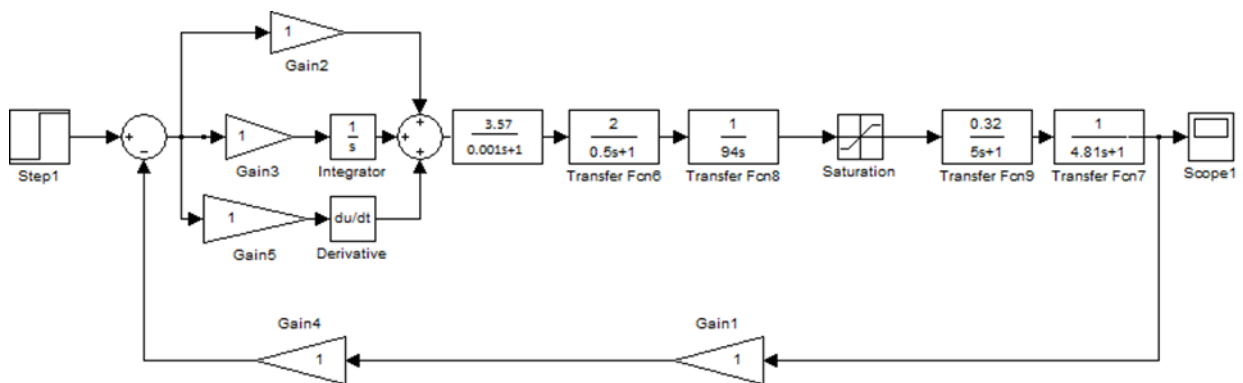


Рисунок 14 – Математическая модель системы автоматического регулирования

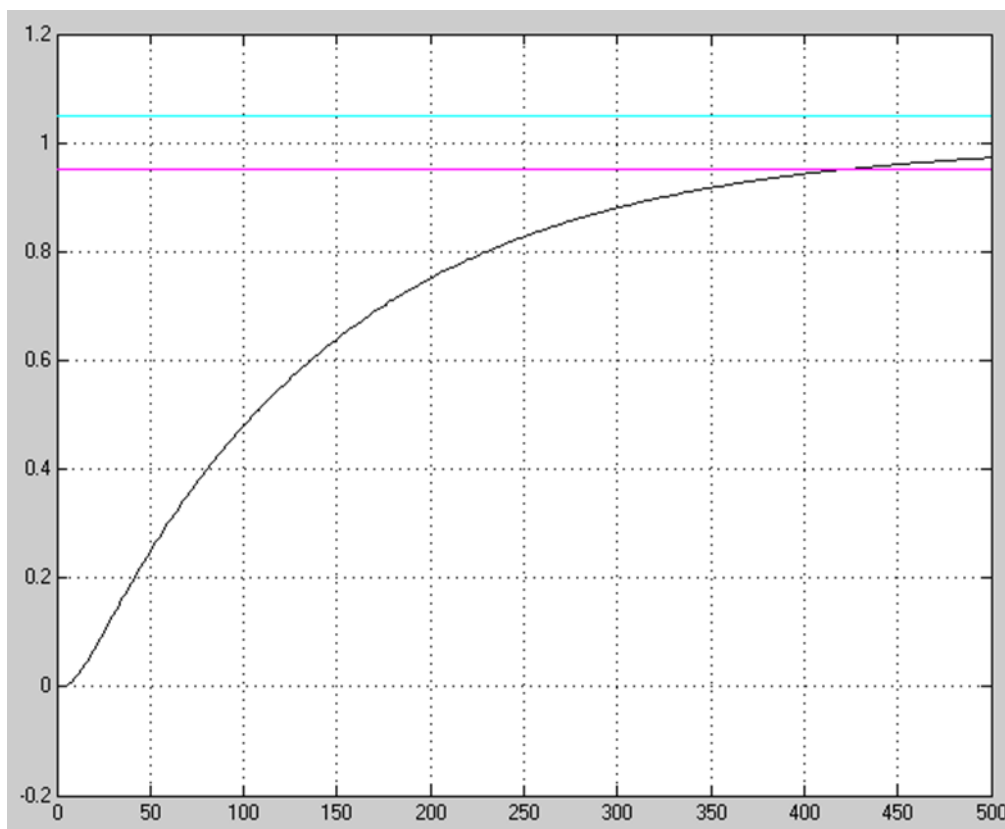


Рисунок 15 – Переходная характеристика системы без регулятора.

Время переходного процесса исходной системы равно 418 секунд.

Система не содержит перерегулирования.

10.2 Настройка регулятора

Настройка регулятора проводилась с помощью метода Циглера-Никольса и с помощью ручной настройки. Отключили интегральную и дифференциальную составляющие регулятора и увеличили пропорциональную составляющую до тех пор, пока система не вышла на колебательный режим с постоянной амплитудой (рисунок 16), при этом отключили звено ограничения.

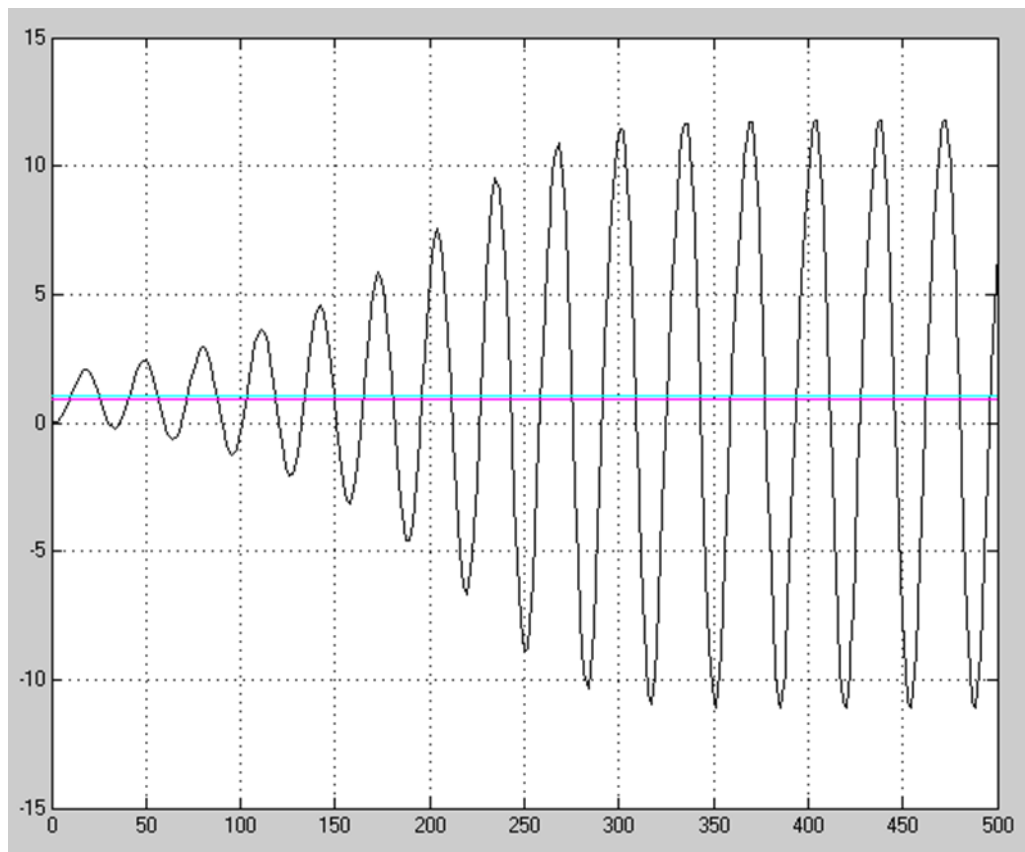


Рисунок 16 – Переходный процесс с постоянной амплитудой

Система вышла на данный режим при коэффициенте усиления равном 63. Период колебаний равен 34 секунд.

Рассчитаем параметры регулятора:

$$k_{\text{п}} = 0,6 K^* = 37,8; \quad (20)$$

$$k_{\text{и}} = 1,2K^*/K^* = 2,22; \quad (21)$$

$$k_{\text{д}} = 0,075K^*T^* = 160,65; \quad (22)$$

где $k_{\text{п}}$ – пропорциональный коэффициент;

$k_{\text{и}}$ – интегральный коэффициент;

$k_{\text{д}}$ – дифференциальный коэффициент;

K^* – коэффициент усиления при колебательном режиме;

T^* – период колебания при колебательном режиме.

Подставив коэффициенты, получаем переходный процесс (рисунок 17).

Время переходного процесса равно 63 секундам, перерегулирование равно 71 проценту. Таким образом, данный метод недостаточно хорош для настройки.

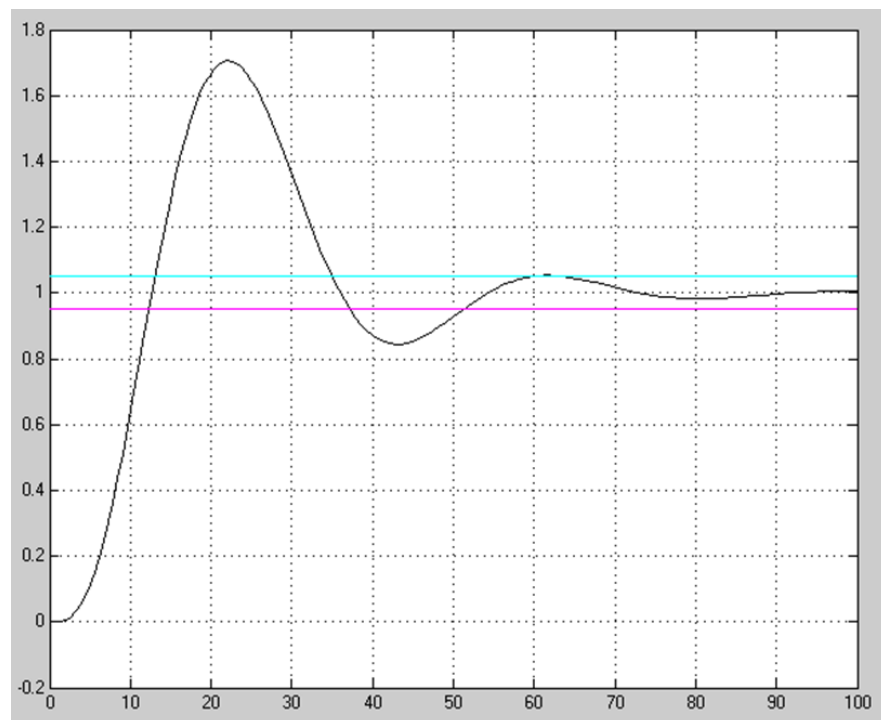


Рисунок 17 – Переходный процесс по методу Циглера-Никольса

Проведем подгонку коэффициентов вручную, исходя из полученных методом Циглера-Никольса. При изменении k_p качество переходного процесса не улучшалось. А уменьшение интегрального коэффициента значительно улучшило переходный процесс, причем, чем меньше коэффициент, тем лучше качество переходного процесса. Было решено не использовать интегральную составляющую. Таким образом, в качестве регулятора использовали ПД закон регулирования. При уменьшении k_p до 20 и k_d до 130 получили наилучший переходный процесс без перерегулирования и с временем переходного процесса 25 с (рисунок 18). Система не имеет статической ошибки, поскольку в систему входит интегрирующий элемент шток.

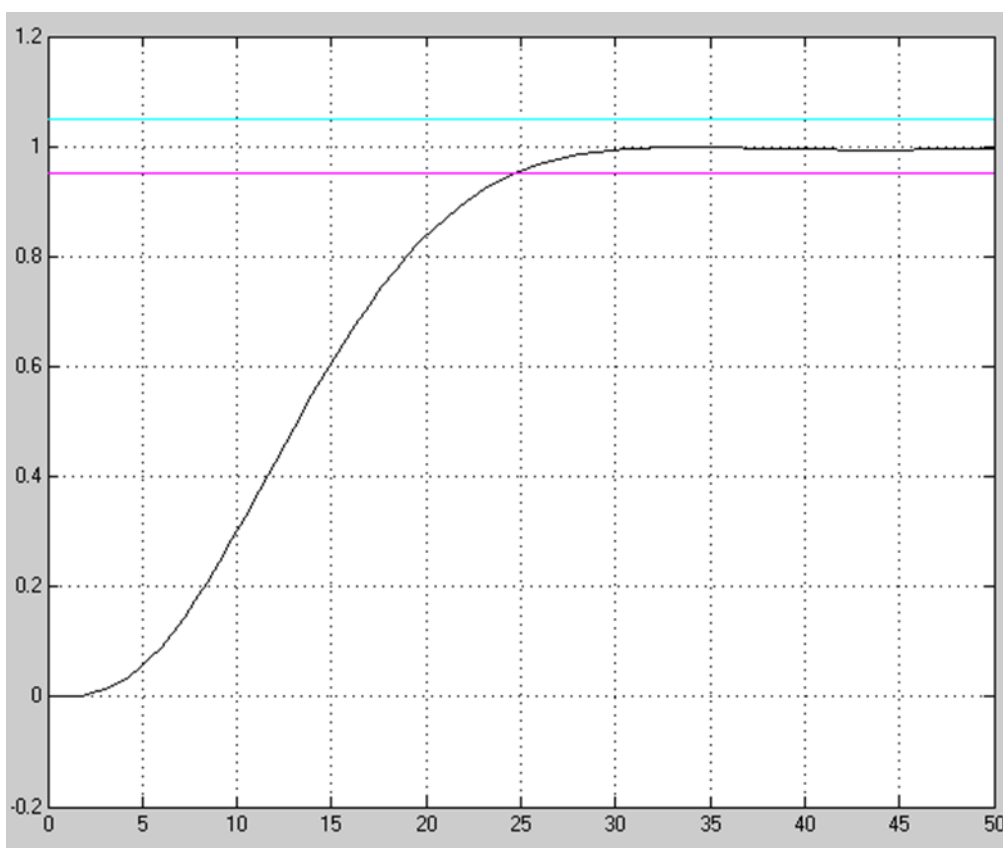


Рисунок 18 – Переходный процесс по ручной настройке регулятора

Сравнение показателей качества представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Коэффициенты регулятора и сравнение показателей качества при различных методах настройки регулятора

Параметры	Исходная система	Метод Циглера-Никольса	Ручная подстройка
k_p	–	37,8	20
k_i	–	2,22	0
k_d	–	160,65	130
$t_{рег}, c$	418	63	25
$\sigma, \%$	0	71	0

Из таблицы видно, наилучшим способом является ручная настройка. Ручной настройкой удалось избавиться от перерегулирования и при этом понизить время переходного процесса в 2,5 раза.

11 Разработка алгоритмов трехуровневой архитектуры системы

11.1 Разработка алгоритма сбора и обработки данных полевого уровня системы

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

В качестве интерфейса передачи воспользуемся стандартом физического уровня RS-485, в котором для передачи и приема данных

используется витая пара проводов, передаваемая информация по которой формируется с помощью дифференциальных сигналов.

Исходя из выбранного стандарта физического уровня подобран стандарт сбора и обработки данных с устройств полевого уровня Modbus RTU, основанный на архитектуре ведущий-ведомый [12].

В разработанной системе присутствует ведущее, или «главное» (master) устройство (ПЛК), и несколько ведомых (slaves) устройств (датчики и полевые устройства). Главное устройство (мастер) передает запросы. Мастер может адресовать запрос индивидуально любому подчиненному или реализовать передачу широковещательного сообщения для всех устройств. Подчинённое устройство, идентифицировав свой адрес, производит ответ на запрос, который адресован ему. При получении широковещательного запроса ответ подчинёнными устройствами не формируется.

В спецификации протокола приведены четыре блока данных (Таблица 16):

Таблица 16 – Блоки данных спецификации протокола Modbus

Номер регистра	Адрес регистра HEX	Тип	Название таблицы памяти	Тип
1-9999	0000 до 270E	Чтение-запись	Discrete Output Coils	DO
10001-19999	0000 до 270E	Чтение	Discrete Input Contacts	DI
30001-39999	0000 до 270E	Чтение	Analog Input Registers	AI
40001-49999	0000 до 270E	Чтение-запись	Analog Output Holding Registers	AO

В разработанной системе используются два типа приема-передачи данных: чтение-запись аналоговых и дискретных параметров устройств.

Для симуляции физических устройств, находящихся на полевом уровне, производящих хранение и передачу данных используется пакет ModSim32. Данный программный пакет позволяет производить имитацию работы одного или нескольких ведомых устройств протокола Modbus RTU. Среди функциональных возможностей ModSim32 присутствуют функции чтения, записи данных в регистры (Рисунок 19), функция отслеживания приема-передачи пакетов запросов данных в виде трафика (Рисунок 20).

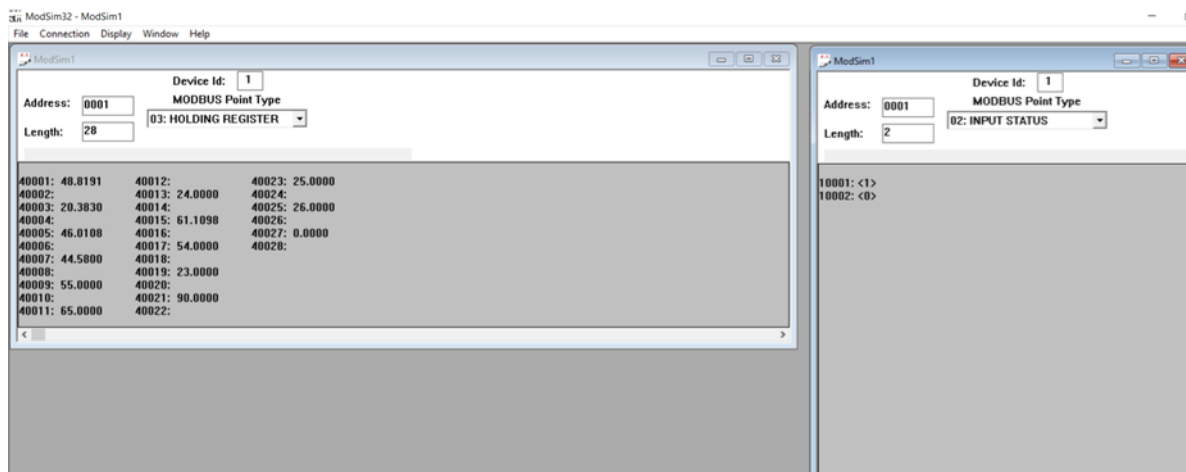


Рисунок 19 – Чтение-запись данных в регистры



Рисунок 20 – Прием-передача пакетов запросов данных в виде трафика

В разработанной системе используются два типа приема-передачи данных: чтение-запись аналоговых и дискретных параметров устройств. Для чтения данных 13 аналоговых устройств используются регистры хранения, для хранения дискретного параметра используется дискретный вход (Таблица 17).

Таблица 17 – Параметры данных регистров разработанной системы

Параметр	Обозначение на схеме автоматизации	Номер регистра	Тип данных	Название таблицы памяти
Уровень жидкости в резервуаре	LT001	40001	Float	Analog Output Holding Registers
Давление в резервуаре	PT001	40003	Float	Analog Output Holding Registers
Давление на линии всасывания	PT003	40005	Float	Analog Output Holding Registers
Давление в магистральном участке	PT004	40007	Float	Analog Output Holding Registers
Давление на выходе из резервуара	PT002	40009	Float	Analog Output Holding Registers
Расход жидкости на входе в резервуар	FT001	40011	Float	Analog Output Holding Registers
Расход жидкости на выходе из резервуара	FT002	40013	Float	Analog Output Holding Registers
Расход жидкости перед клапаном	FT003	40015	Float	Analog Output Holding Registers
Расход жидкости в магистральном участке	FT004	40017	Float	Analog Output Holding Registers
Температура в резервуаре	T001	40019	Float	Analog Output Holding Registers
Температура подшипников насоса	T002	40021	Float	Analog Output Holding Registers

Продолжение таблицы 17 - Параметры данных регистров разработанной системы

Параметр	Обозначение на схеме автоматизации	Номер регистра	Тип данных	Название таблицы памяти
Перепад давления на фильтре 1	PDT001	40023	Float	Analog Output Holding Registers
Перепад давления на фильтре 2	PDT002	40025	Float	Analog Output Holding Registers
Пожар	POJAR	10001	Bool	Discrete Input Contacts

11.2 Разработка алгоритмов обработки среднего уровня системы

В качестве устройств среднего уровня автоматизации используются программируемые логические контроллеры (ПЛК), модули ввода/вывода, различные медиаконвертеры для преобразования интерфейсов и протоколов связи. ПЛК производит обмен информацией с нижним уровнем и производит транспортировку сигналов на верхний уровень для отображения информации на АРМ.

В данной работе используется корзина модулей, состоящая из контроллера Siemens S7-1200 и встраиваемого модуля с поддержкой интерфейса RS-485 CB-1241 (Рисунок 21).

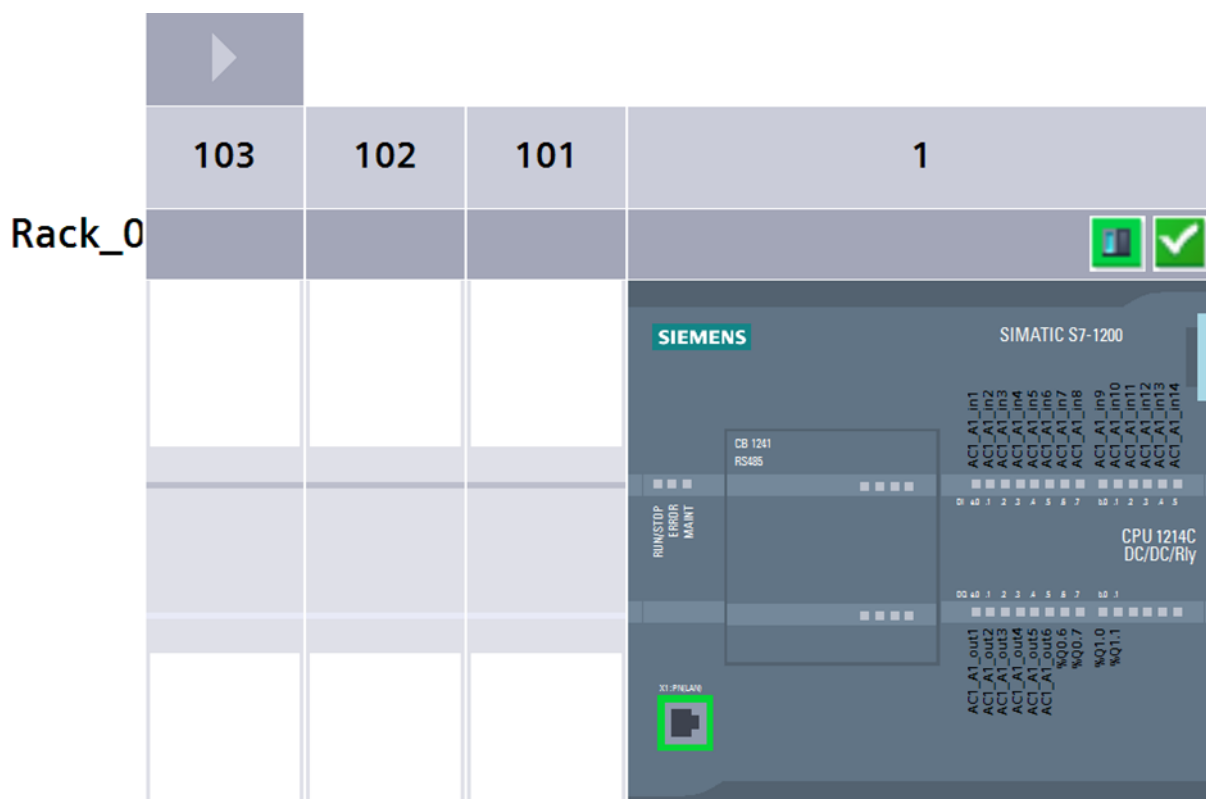


Рисунок 21 – Аппаратная конфигурация системы среднего уровня

Данный контроллер имеет достаточный набор дискретных входов и выходов, но не имеет возможности подключения аналоговых устройств ввода и вывода. В связи с этим подключен модуль CB-1241, позволяющий произвести подключение нескольких устройств как дискретных, так и аналоговых с помощью интерфейса RS-485 и протокола Modbus RTU.

Реализация алгоритмов среднего уровня произведена в среде TIA Portal, являющейся совместимой с контроллерами Siemens. Алгоритмы сбора и обработки реализованы на языке релейных диаграмм (LAD) со встроенными блоками, написанными на программном языке SCL (Си-подобный язык) (Рисунок 22).

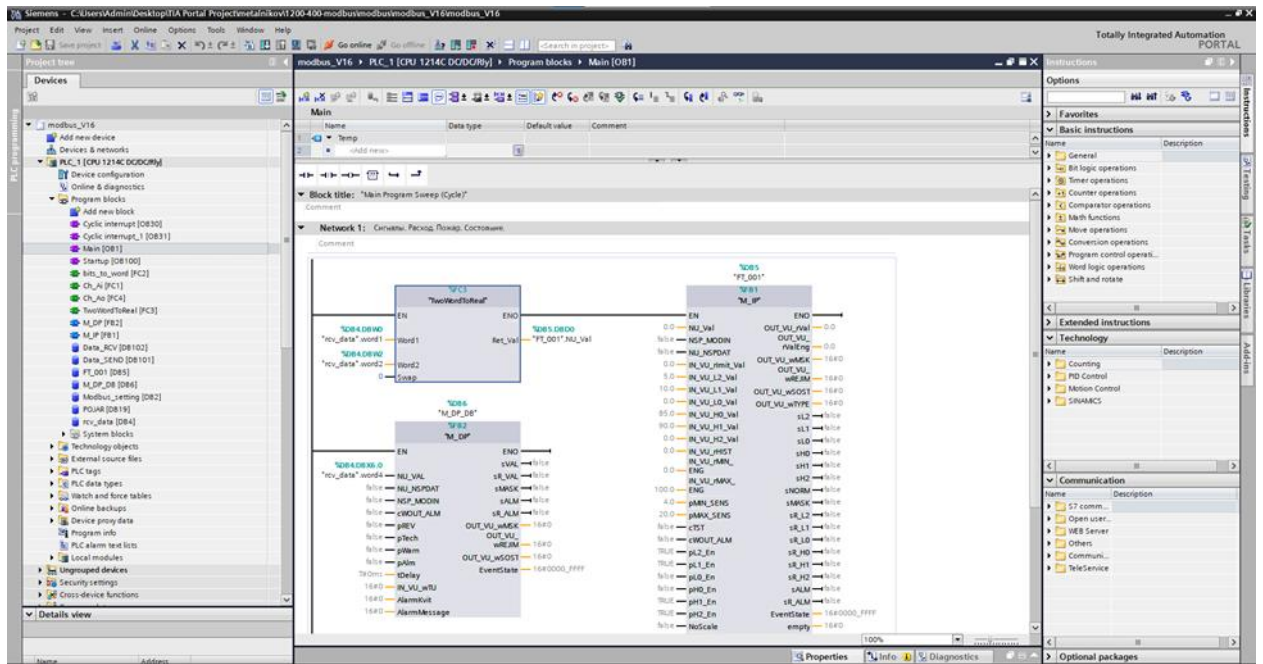


Рисунок 22 – Среда программирования TIA Portal

Информация с нижнего уровня с помощью протокола Modbus по интерфейсной шине поступает на средний уровень, где реализована обработка входных данных, передаваемых по протоколу (Рисунок 23).

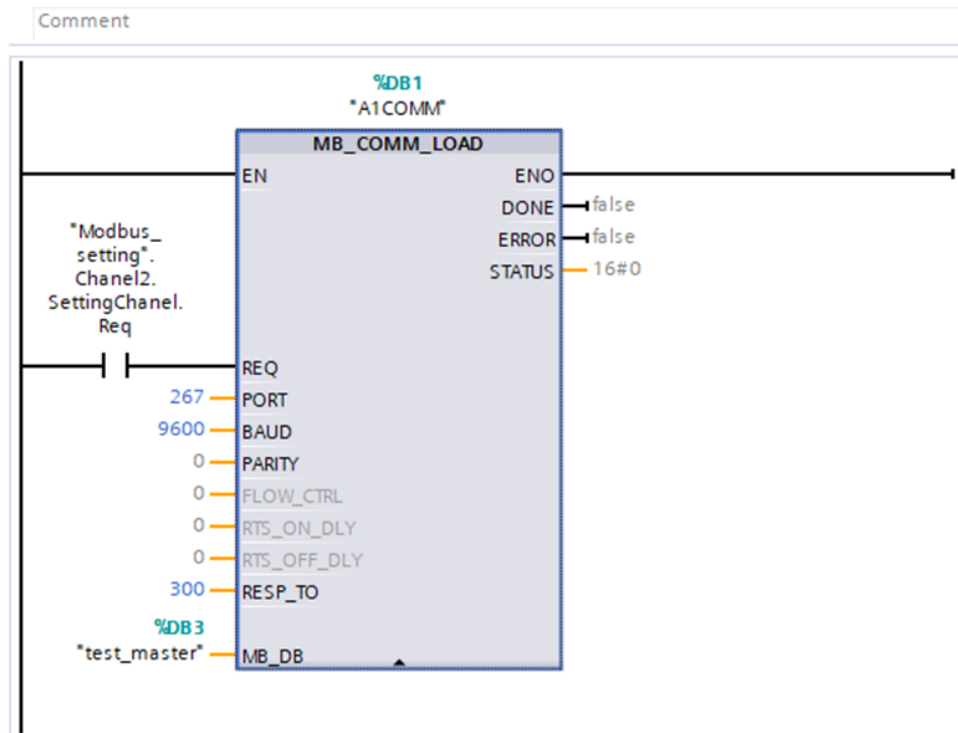


Рисунок 23 – Блок обработки Modbus RTU

Опрос регистров хранения описан в приложении листинге. После того как сигналы поступили на блок обработки Modbus RTU, данные поступают в блок данных (DB) (Рисунок 24).

	Name	Data type	Address	Retain	Access...	Write...	Visibl...	Comment
1	AC1_A2_ch0	Int	%IW96	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Давление в трубопроводе
2	AC1_A2_ch1	Int	%IW98	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Уровень жидкости в резервуаре
3	AC1_A2_ch2	Int	%IW100	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Давление в резервуаре
4	AC1_A2_ch3	Int	%IW102	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Давление на линии всасывания
5	AC1_A2_ch4	Int	%IW104	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Давление в магистрали
6	AC1_A2_ch5	Int	%IW106	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	положение клапана
7	AC1_A2_ch6	Int	%IW108	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
8	AC1_A2_ch7	Int	%IW110	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
9	AC1_A1_in1	Bool	%I0.0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ZVD-1. открыто
10	AC1_A1_in2	Bool	%I0.1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ZVD-1. закрыто
11	AC1_A1_in3	Bool	%I0.2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ZVD-1. муфта
12	AC1_A1_in4	Bool	%I0.3	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ZVD-1. авария
13	AC1_A1_in5	Bool	%I0.4	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Насос в работе
14	AC1_A1_in6	Bool	%I0.5	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Пожар
15	AC1_A1_in7	Bool	%I0.6	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Клапан открыт
16	AC1_A1_in8	Bool	%I0.7	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Клапан закрыт
17	AC1_A1_in9	Bool	%I1.0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Клапан неисправность
18	AC1_A1_in10	Bool	%I1.1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
19	AC1_A1_in11	Bool	%I1.2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
20	AC1_A1_in12	Bool	%I1.3	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
21	AC1_A1_in13	Bool	%I1.4	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
22	AC1_A1_in14	Bool	%I1.5	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
23	AC1_A1_out1	Bool	%Q0.0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ZVD-1. открыт
24	AC1_A1_out2	Bool	%Q0.1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ZVD-1. закрыт
25	AC1_A1_out3	Bool	%Q0.2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ZVD-1. стоп/резерв
26	AC1_A1_out4	Bool	%Q0.3	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Насос(ПВСК/СТОП)
27	AC1_A1_ch0	Int	%IW64	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
28	AC1_A1_ch1	Int	%IW66	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
29	AC1_A3_ch0	Int	%IW112	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Расход. Выход с Р
30	AC1_A3_ch1	Int	%IW114	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Расход. Линия всасывания
31	AC1_A3_ch2	Int	%IW116	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Расход. Вход в Р
32	AC1_A3_ch3	Int	%IW118	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Расход. Магистраль
33	AC1_A3_ch4	Int	%IW120	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Температура. Р
34	AC1_A3_ch5	Int	%IW122	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Температура. Насос
35	AC1_A3_ch6	Int	%IW124	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Перепад давления. Ф1
36	AC1_A3_ch7	Int	%IW126	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Перепад давления. Ф2
37	AC1_A4_ch0	Int	%IW128	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Клапан открыт
38	AC1_A4_ch1	Int	%IW130	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Клапан закрыт
39	AC1_A4_ch2	Int	%IW132	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Клапан неисправность
40	AC1_A4_ch3	Int	%IW134	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	

Рисунок 24 – Блок данных DB

Далее информация поступает на основной организационный блок обработки алгоритма среднего уровня (Main), где данные с помощью блоков перевода типов данных поступают на блоки обработки дискретных и аналоговых параметров (M_IP, M_DP) для последующей передачи сигналов на верхний уровень для сигнализации на АРМ оператора (Рисунок 25).

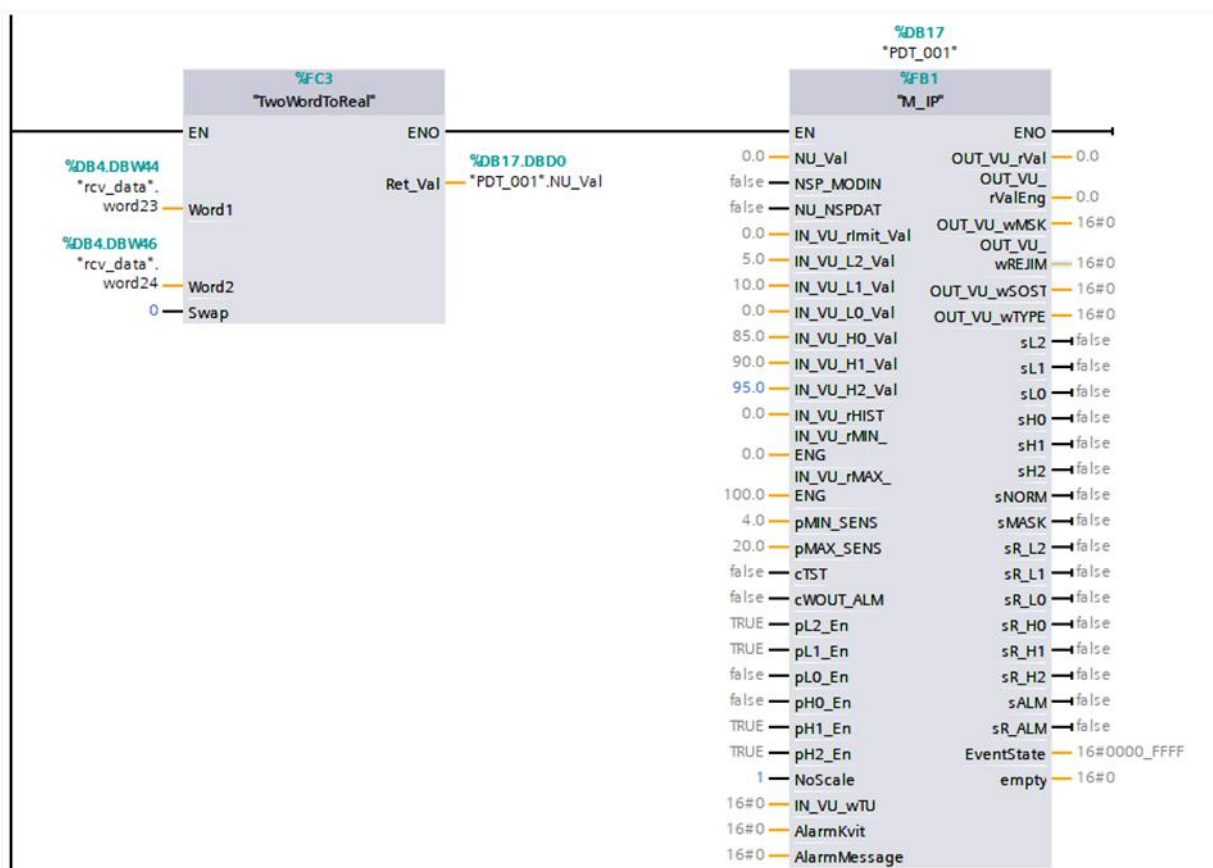


Рисунок 25 – Основной организационный блок Main

11.3 Разработка программы верхнего уровня

Верхний уровень – оборудование, обычно устанавливаемое в местах расположения рабочих мест операторов и диспетчеров, служащее для предоставления информации о технологическом процессе человеку, в понятной для него форме.

Для обмена информацией, оборудование верхнего и среднего уровня объединяются в единую технологическую сеть. В зависимости от используемого оборудования на среднем уровне, это может быть, как сеть, построенная на базе широко применяемых в быту коммуникационных протоколах обмена, так и сеть, построенная с применением узкоспециализированных промышленных протоколов обмена данными.

В данной системе используется встроенный в TIA Portal программный пакет WINCC, с помощью которого произведено конфигурирование панелей оператора.

Для наиболее наглядной картины спроектирована SCADA-система на основе принципиальной схемы автоматизации, на которой отображены все значимые узлы и устройства сбора и обработки параметров (Рисунок 26).

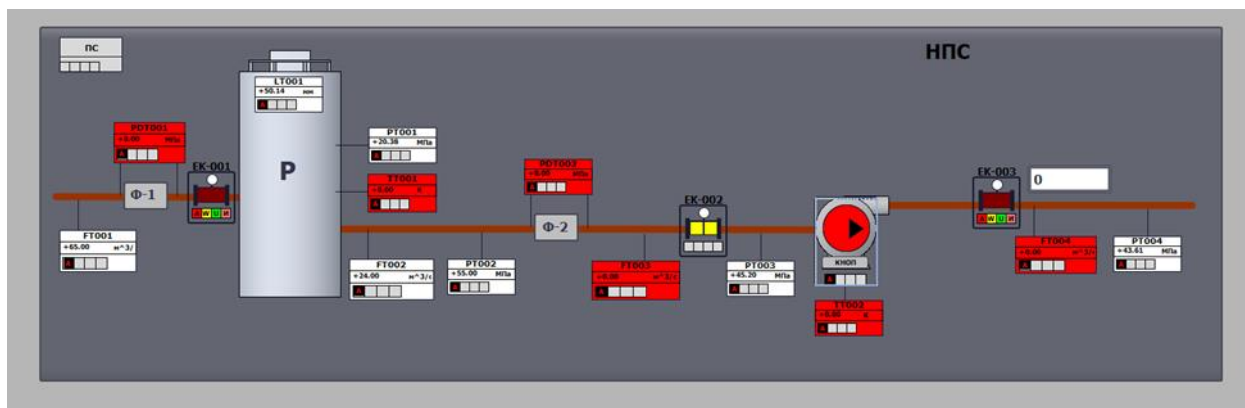


Рисунок 26 – SCADA-система проекта

На всех функциональных устройствах предусмотрена функция более детального мониторинга и управления (pop-up), в которой можно производить тестирование, имитацию различных режимов и установку уставок (Рисунок 27).

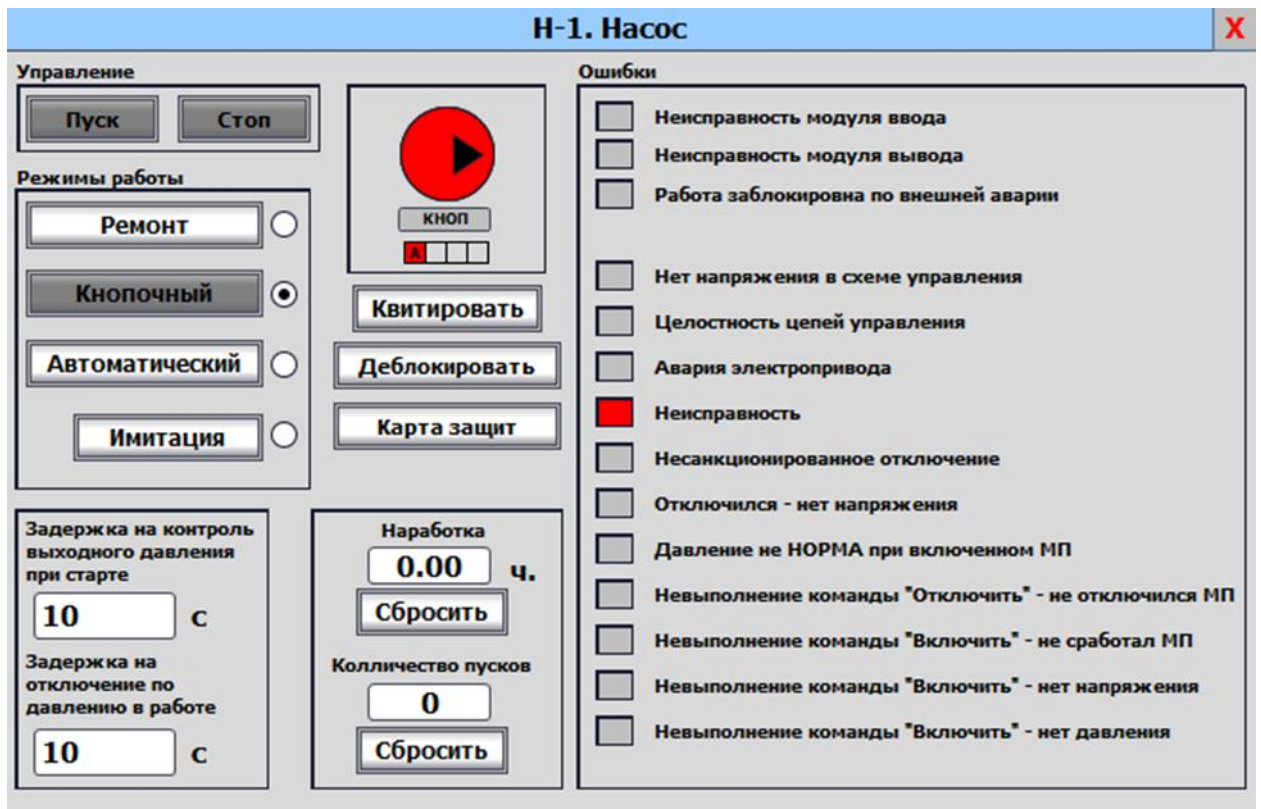


Рисунок 27 – Пример Рорир-окна

Перечень используемых экранных форм представлен в приложении Ж.

Выводы по основному разделу

Результатом выполнения курсовой работы стала спроектированная автоматизированная система управления давлением на нефтеперекачивающей станции. В ходе работы были разработаны основные схемы, такие как функциональные схемы автоматизации (ГОСТ, ANSI), структурная, информационных потоков, соединений внешних проводок. Разработанные схемы автоматизации позволяют определить состав и количество оборудования, необходимого для разработки данной установки, а также средства и методы передачи данных.

Для обеспечения функционала автоматизированной системы были выбраны КИП, контроллер и исполнительные устройства.

Проведена разработка алгоритмического обеспечения технологического процесса. Были разработаны все три части трехуровневой

системы автоматизации от нижнего до верхнего уровня, алгоритмы сбора информации и ПИД-регулирования расхода.

Разработаны экранные формы, предназначенные для осуществления управления технологическим процессом с АРМ оператора. Разработан алгоритм сбора и обработки данных преобразователей нижнего уровня.

Таким образом, спроектированная АСУ ТП не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную автоматизированную систему исходя из постоянно меняющихся требований к нефтеперекачивающим процессам в процессе эксплуатации. Кроме того, SCADA-пакет, который используется на всех уровнях автоматизации, позволяет оптимизировать процесс управления и сократить издержки на обучение персонала и эксплуатацию систем.

12 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В ВКР рассматривается проектирование автоматизированной системы управления нефтеперекачивающей станции для объектов нефтегазовой отрасли. Разработанная автоматизированная система управления должна обеспечивать автоматизированный и дистанционный контроль и управление в реальном времени технологическим процессом приема, хранения, отпуска нефтепродуктов, а также контроль уровня продукта. 12

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.

12.1 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 блока стабилизации давления, а также автоматическая система регулирования определенными параметрами технологического процесса.

В таблице 15 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании–заказчика, направление деятельности. Буквами обозначены компании: «А» – АО «ТомскНефть», «Б» – ООО «ИНК», «В» – ПАО «Транснефть»

Таблица 1 – Сегментирование рынка

		Вид услуги по автоматизации ТП		
		Разработка АСУ ТП	Строительно-монтажные работы	Пуско-наладочные работы
Размер компании	Крупные	Б	А, Б	В
	Средние	Б, В	А, Б, В	Б, В
	Мелкие	А	А, В	В

Таким образом, по результатам анализа карты сегментирования можно сделать вывод о том, что наименьшая конкуренция на рынке услуг по автоматизации ТП у крупных и мелких компаний в области разработки АСУ ТП и пуско-наладочных работ. Так же привлекательной нишей может стать разработка систем автоматизации с последующей пуско-наладкой у средних компаний.

12.2 Анализ конкурентных технических решений

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 2, где Бк1 – ООО «ИПЦ Проминжиниринг», Бк2 – ООО «Энертон», Бр – разработанная автоматизированная система управления нефтеперекачивающей станции.

Таблица 2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерии	Баллы			K _p	K _{к1}	K _{к2}
		Бр	Бк1	Бк2			
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Надёжность	0,06	5	4	4	0,32	0,32	0,32
Удобство в эксплуатации	0,09	4	5	5	0,28	0,35	0,35
Безопасность	0,12	4	4	5	0,4	0,4	0,3
Возможность гибкой модификации	0,09	4	4	4	0,55	0,44	0,44
Возможность резервирования	0,1	4	5	3	0,4	0,4	0,5
Ремонтопригодность	0,12	5	4	5	0,45	0,36	0,45
Эргономичность	0,06	5	5	4	0,55	0,33	0,44
Помехоустойчивость	0,09	4	3	5	0,36	0,45	0,45
Экономические критерии оценки ресурсоэффективности							
Послепродажное обслуживание	0,09	3	5	5	0,27	0,45	0,45
Цена	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
Конкурентоспособность	0,06	5	5	3	0,3	0,3	0,18
Срок службы	0,05	4	5	3	0,12	0,15	0,09
Итого	1	52	53	49	4,35	4,23	4,25

Из оценочной карты можно заметить, что текущий проект является конкурентоспособным. Стоит заметить, что его положительными сторонами являются безопасность, эргономичность, ремонтпригодность, возможность гибкой модификации. С другой стороны, при дальнейшей модернизации проекта необходимо уделить большее внимание таким критериям, как удобство в эксплуатации, помехоустойчивость, послепродажное сопровождение[14].

12.3 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. Результаты SWOT–анализа представлены в форме SWOT–матрицы и занесены в таблицу 3.

Таблица 3 – 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 резервуарного парка 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. В3Сл3. Расширение штата АСУ ТП на производстве. В3Сл2. Стимулирование студентов на трудоустройство в компании.

Продолжение таблицы 3 – SWOT-анализ

<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии. У2. Развитая конкуренция. У3. Сложность перехода на новую систему. У4. Срыв поставок оборудования.</p>	<p>У1С3. Использовать продукцию отечественного производителя. У2У3С4. Модификация производства, что позволит снизить стоимость себестоимости нефти У4С1С3С5. Продвигать продукцию с акцентированием на её достоинствах.</p>	<p>У4Сл1. Провести опытно-наладочные работы и продемонстрировать успешность их функционирования. У2Сл3. Замена оборудования на аналогичные.</p>
---	---	--

– 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 нарабатывания опыта и постоянного повышения квалификации.

– Сложность конструкции определяется спецификой нефтедобывающей отрасли, в которой конструкционные сложности решаются заменой оборудования на различные модификации благодаря высоким бюджетам [15].

12.4 Планирование научно-исследовательских работ

12.4.1 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.

Для реализации проекта необходимы три исполнителя – руководитель (Р), консультант (К) студент (С). Разделим выполнение дипломной работы на этапе, представленные в таблице 4.

Таблица 4 – Этапы НИР и распределение исполнителей

Основные этапы	№раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер
Теоретическое и экспериментальное исследование	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, инженер
Разработка технической документации и проектирование	0	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер
	1	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер
	2	Составление схемы информационных потоков	Инженер
	3	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	4	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер
	5	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	Инженер
	6	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	Инженер
Оформление отчета	7	Проектирование SCADA–системы	Инженер
	8	Составление пояснительной записки	Инженер

Как можно заметить из таблицы, большинство работы было проделано самостоятельно, но на некоторых этапах требовалась помощь консультанта и руководителя.

12.4.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min i} + 2 \cdot t_{max i}}{5}, \quad (1)$$

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

$t_{min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел. дн.;

$t_{max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел. дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} :

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (2)$$

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

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

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

Для удобства построения графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни по формуле:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (3)$$

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (4)$$

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 [15]:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 52 - 19} = \frac{365}{294} = 1,24. \quad (5)$$

С учётом данных таблицы 8 и приведённых выше формул составляется расчётная таблица 5. Диаграмма Ганта, представляющая собой календарный график работ, приведена на рисунке 1.

№ работ	Вид работ	Исполнители	Продолжительность выполнения работ											
			Февраль			Март			Апрель			Май		Июнь
			3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта	■											
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	■											
3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер		■										
4	Календарное планирование работ	Руководитель Инженер		■										
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер			■									
6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер			■									
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер			■									
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель Инженер				■								
9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель Инженер				■								
10	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер					■							
11	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер						■						
12	Составление схемы информационных потоков	Инженер							■					
13	Разработка схемы внешних проводов	Инженер								■				
14	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер									■			
15	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	Инженер										■		
16	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	Инженер											■	
17	Проектирование SCADA-системы	Инженер												■
18	Составление пояснительной записки	Инженер												■

Рисунок 1 – Диаграмма Ганта

Таблица 5 – Расчёт трудозатрат на выполнение работ

Наименование работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min}		t_{max}		$t_{ож}$			
	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Совместное выполнение работ	Совместное выполнение работ
Составление и утверждение технического задания	0	1	0	2	0	1,4	1,4	2
Подбор и изучение материалов по теме	2	0	5	0	3,2	0	3,2	5
Изучение существующих объектов проектирования	2	0	5	0	3,2	0	3,2	5
Календарное планирование работ	0,5	0,25	1	0,5	0,7	0,35	0,35	1
Проведение теоретических расчетов и обоснований	1	0	3	0	1,8	0	1,8	3
Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	2	0	4	0	2,8	0	2,8	4
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	0,5	0	1	0	0,7	0	0,7	1
Оценка эффективности полученных результатов	0,5	0,25	1	0,5	0,7	0,35	0,35	1
Определение целесообразности проведения ОКР	0,5	0,25	1	0,5	0,7	0,35	0,35	1

Продолжение таблицы 5 – Расчёт трудозатрат на выполнение работ

Наименование работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min}		t_{max}		$t_{ож}$			
	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Совместное выполнение работ	Совместное выполнение работ
Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	1	0	2	0	1,4	0	1,4	2
Составление перечня вход/выходных сигналов	0,5	0	1	0	0,7	0	0,7	1
Составление схемы информационных потоков	0,5	0	1	0	0,7	0	0,7	1
Разработка схемы внешних проводок	1	0	3	0	1,8	0	1,8	3
Разработка алгоритмов сбора данных	1	0	3	0	1,8	0	1,8	3
Разработка алгоритмов автоматического регулирования	0,5	0	1	0	0,7	0	0,7	1
Разработка структурной схемы автоматического регулирования	2	0	4	0	2,8	0	2,8	4
Проектирование SCADA–системы	2	0	5	0	3,2	0	3,2	5
Составление пояснительной записки	1	0	3	0	1,8	0	1,8	3
Итого:					28,7	1,45	78	23,4

Из диаграммы на рисунке 1 видно, что практическая часть всего исследования занимает порядка двух календарных месяцев. Это связано с целью провести наиболее углубленное проектирование, которое требует достаточного количества времени, в отличие от разработки теоретической части. На оформление дополнительных разделов и подготовка в защите занимает не много времени - приблизительно один месяц.

12.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

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.

12.5.1 Расчёт материальных затрат

В данном разделе рассчитывается стоимость технического обеспечения, используемого в разработке проекта. В таблице 11 приведены материальные затраты. В расчете материальных затрат также учитывается транспортные расходы и расходы (величина k_T) на установку оборудования в размере 20% от стоимости материалов.

Основная формула для расчета материальных затрат выглядит следующим образом:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расxi}, \quad (6)$$

где $N_{расxi}$ – количество видов 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.);

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

Таблица 6 – Материальные затраты

	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, руб.
SIMATIC S7-1200	Шт.	1	29000	34800
Датчик температура ТСМУ Метран-274	Шт.	2	35000	84000
Датчик давления ДМ5017	Шт.	6	75000	540000
Датчик уровня Rosemount 5300	Шт.	1	180000	216000
Датчик расхода ЭМИС-МАГ 270	Шт.	4	70000	336000
Электропривод «Regada»	Шт.	1	30000	36000
Насос 1Д 630-90а	Шт.	1	325000	390000
Клапан КЗР	Шт.	1	90000	108000
Итого:				1744800

Теоретические исследования, а также моделирование системы требуют программного продукта TIA Portal, Autodesk и др. Большинство из них предоставляются бесплатно для студентов ТПУ. Для исследований используется ноутбук с бесплатным доступом к лицензии MATLAB, а также приобретённым ПО TIA Portal. В материальные затраты также включаются транспортно-заготовительные расходы (ТЗР) в пределах 20% от общей цены материалов.

12.5.2 Расчёт амортизационных отчислений

Написание выпускной квалификационной работы по плану занимает 5 месяцев. Для моделирования и проведения расчётов используется персональный компьютер первоначальной стоимостью 60000 рублей, с установленной на борту лицензией программного обеспечения для программирования контроллеров Siemens TIA Portal стоимостью 49 000 рублей, а также тестер для имитации работы датчиков стоимостью 94 000 рублей.

Норма амортизации рассчитывается как [4]:

$$N = \frac{1}{СПИ} \cdot 100\%, \quad (7)$$

где *СПИ* – срок полезного использования объекта в годах.

Если принять срок полезного использования компьютера равным 3 годам, тогда норма амортизации *N* [23]:

$$N = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\%, \quad (8)$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$N_{\text{год}} = 60000 \cdot 0,33 = 19\,800 \text{руб.}, \quad (9)$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$N_{\text{мес}} = \frac{19800}{12} = 1650 \text{руб.}, \quad (10)$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$N_{\text{мес}} = 1650 \cdot 5 = 8250 \text{руб.}, \quad (11)$$

Расчет амортизации для остальных позиций рассчитан в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет амортизации оборудования

Позиция	Стоимость, руб	Срок полезного использования	Норма амортизации	Годовая амортизация, руб.	Ежемесячная амортизация, руб.	Итоговая амортизация, руб.
Компьютер	60000	3	0,33	19 800	1 650	8 250
Многофункциональный тестер-калибратор	94000	4	0,25	23 500	1 958	9 790
ПО Siemens TIA Portal	49000	2	0,5	24 500	2 041	10 205
Итог						28 245

12.5.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Рассчитаем основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (12)$$

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m + M}{F_{\delta}}, \quad (13)$$

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_{δ} – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 8).

Таблица 8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Консультант	Студент
Календарное число дней	365	365	365
Число нерабочих дней:	71	71	71
– выходные дни			
– праздничные дни			
Потери рабочего времени:	48	48	72
– отпуск			
– невыходы по болезни			
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	246	176

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p, \quad (14)$$

где Z_{mc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

k_{np} – премиальный коэффициент, равный 0,3;

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

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

Расчет основной заработной платы сводится в таблице 9

Таблица 9 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Тарифная заработная плата	Премиальный коэффициент	Коэффициент доплат	Районный коэффициент	Месячный должностной оклад работника	Среднедневная заработная плата	Продолжительность работ	Заработная плата основная
Руководитель	23264,86	0,3	0,2	1,3	45366,5	2278,50	4	9113,98
Инженер	7800	0,3	0,5	1,3	18252	916,69	39	35751,00
Итого:								44864,99

12.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (15)$$

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

В таблице 10 представлен расчет дополнительной заработной платы [17].

Таблица 10 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнители	$Z_{осн}$, руб.	$k_{дон}$	$Z_{дон}$, руб.
Руководитель	9113,98	0,12	1093,68
Инженер	35751,00	0,12	4290,12
Итого			5133,18

Поскольку расчет дополнительной заработной платы представляет собой умножение основной заработной платы на коэффициент, то результат получился схожим с тем, что мы получили при расчёте основной заработной платы.

12.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые исчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{дон}), \quad (16)$$

где: $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	9113,98	1093,68
Инженер	35751,00	4290,12
Отчисления во внебюджетные фонды	30,2%	
Итого		
Руководитель	3082,71	
Инженер	12092,44	
Итого	15175,15	

По итогу отчисления во внебюджетные фонды составит 15175,15 руб.

12.5.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов.

Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (17)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов возьмем в размере 15 %.

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= 0,15 \cdot (1744800 + 28245 + 44864,99 + 5133,18 + 15175,15) \\ &= 275\,732,80 \end{aligned}$$

12.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НИИ	1 744 800
2. Амортизационные отчисления	28 245
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	44864,99
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	5 133,18
5. Отчисления во внебюджетные фонды	15 175,15
6. Накладные расходы	272 733,50
7. Бюджет затрат НИИ	2 113 951,1

В ходе формирования бюджета затрат на НИИ вышло, что затраты составляют примерно 2 113 951,1 руб. Полученный результат не является до конца точным, поскольку неизвестны материальные затраты, которые понесли руководитель и консультант.

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} \quad (18)$$

где $I_{финр}^{исп.i}$ – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Φ_{max} – зависит от сложности проекта, который разрабатывается для компании заказчика. На сложность проекта влияет огромное количество факторов, поэтому достаточно оценить величину Φ_{max} невозможно. Примем, что стоимость выполнения проекта автоматизации НПС в компании ООО «ИПЦ Проминжиниринг» равняется 2 356 789 руб., в компании «ООО «Энертон»» – 2 120 870 руб., а у студента с руководителем – 2113 951 руб.

Расчет интегрального финансового показателя разработки представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет интегрального финансового показателя разработки

Исполнитель	Φ_{pi}	Φ_{max}	$I_{финр}^{студент}$	$I_{финр}^{«Энертон»}$	$I_{финр}^{«Проминжиниринг»}$
Студент с руководителем	2 113 951,1 руб.	2 356 789 руб.	0,89	0,90	1
«Проминжиниринг»	2 356 789 руб.				
«Энертон»	2 120 870 руб.				

Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Студент с руководителем	«Энертон»	«Проминжиниринг»
Способствует росту производительности труда	0,3	5	4	5
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,3	4	5	4
Помехоустойчивость	0,05	5	4	4
Энергосбережение	0,05	5	4	5
Надёжность	0,15	4	4	4
Материалоёмкость	0,15	4	5	4
Итого	1			

Значения интегрального показателя ресурсоэффективности представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Значения интегрального показателя ресурсоэффективности

$I_{\text{студент}}$	$I_{\text{«Энертон»}}$	$I_{\text{«Проминжиниринг»}}$
4,4	4,45	4,35

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{р-исп.i}}{I_{финр}^{исп.i}}, \quad (19)$$

Значения интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Значения интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки

$I_{исп.студент}$	$I_{исп."Энертон"}$	$I_{исп."Проминжиниринг"}$
4,94	4,93	4,65

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср.i} = \frac{I_{исп.i}}{I_{исп.студент}}, \quad (20)$$

В таблице 17 представлена сравнительная эффективность разработки

Таблица 17 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Студент с руководителем	«Энертон»	«Проминжиниринг»
Интегральный финансовый показатель разработки	0,89	0,90	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,4	4,45	4,35
Интегральный показатель эффективности	4,94	4,93	4,65
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,99	0,93

Исходя из полученных данных таблицы 31, следует, что наиболее эффективной является система, разработанная студентом и его руководителем.

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В данном разделе оценены экономические аспекты разработки исследуемой автоматизированной системы управления нефтеперекачивающей станции:

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Разработка имеет наименьшую конкуренцию на рынке услуг по автоматизации ТП у крупных и мелких компаний.

2. Проведён анализ конкурентных технических решений. Среди выявленных конкурентов: ООО «Проминжиниринг» и АО «Энертон». Разрабатываемая система на текущем этапе уступает конкурентам по сроку как удобства в эксплуатации, помехоустойчивость, послепродажное сопровождение, однако выигрывает за счёт ремонтпригодности, и возможности гибкого модифицирования.

3. В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: Отсутствие спроса на новые технологии, развитая конкуренция, сложность перехода на новую систему. Возможные пути снижения влияния выявленных угроз представлены при составлении матрицы SWOT.

4. При планировании научно-исследовательских работ была определена структура работ в рамках научного исследования, по результату чего можно говорить о том, что большинство работ было проделано самостоятельно, однако потребовалась малая помощь преимущественно на начальном этапе. Также разработан график проведения научного исследования в виде диаграммы Ганта. Из диаграммы видно, что практическая часть всего исследования занимает порядка двух календарных месяцев. Это связано с целью провести более детальное проектирование разработки.

5. В процессе расчёта бюджета НТИ было выявлено, что затраты на заработные платы руководителя и студента схожи – это связано с тем, что у преподавателя при большем окладе, меньшее число рабочих дней. Также в общем бюджет, требуемый для проведения научно-технического исследования, составил 2 113 951 руб. Полученный результат не является до конца точным, поскольку неизвестны материальные затраты, которые понесли руководитель и консультант.

6. При оценке эффективности исследования было выявлено, что разработанный проект автоматизации управления НПС достаточно эффективен среди таких крупных компаний, как «Энертон» и «Проминжиниринг».

13 Социальная ответственность

В выпускной квалификационной работе рассматривается разработка автоматизированной системы управления нефтеперекачивающей станции. 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 нефтеперекачивающей станции, 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 нефтеперекачивающей станции, снижения уровня негативных воздействий в ходе деятельности человека в соответствии с нормативными документами.

13.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

13.1.1 Особенности 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 нефтеперекачивающей станции. При сменной работе каждая группа работников производит работы в течение установленной продолжительности рабочего времени в соответствии с графиком [18].

13.1.2 Эргономические требования к АРМ оператора.

Управление процессом управления параметрами в разрабатываемой системой подразумевает, что оператор производит управление системой на автоматизированном рабочем месте сидя [19].

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 1).

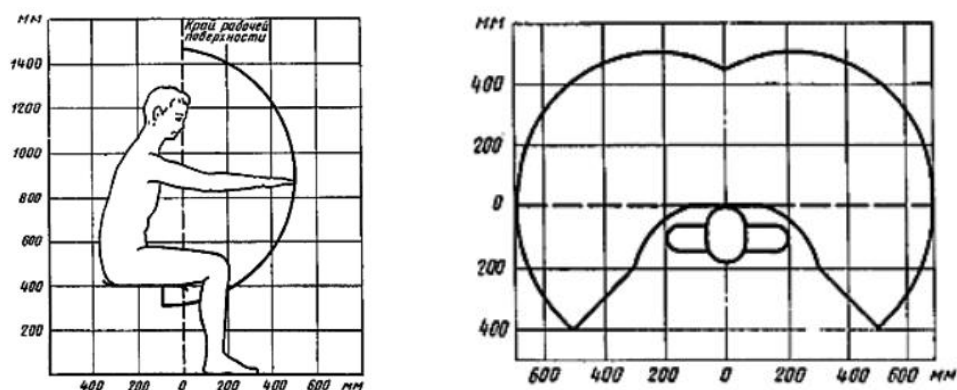


Рисунок 1 – Зона досягаемости моторного поля в двух плоскостях

5. 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 2).

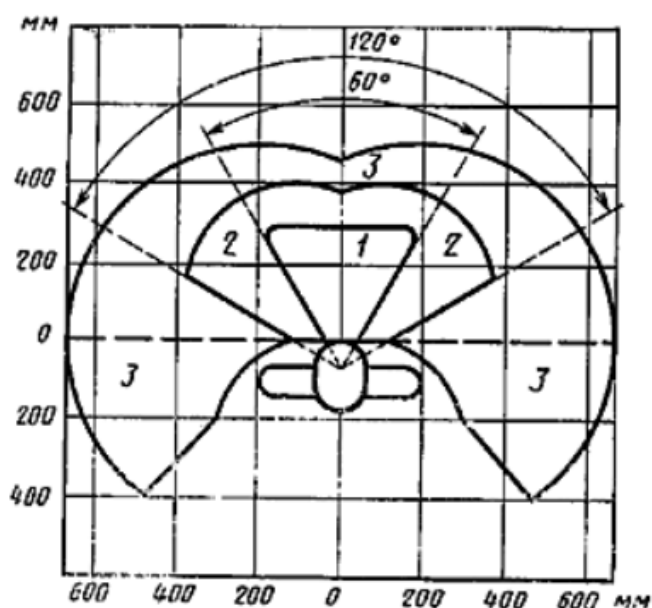


Рисунок 2 – Зона досягаемости моторного поля в двух плоскостях

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 [18].

13.2 Производственная безопасность

Анализ опасных и вредных факторов, которые оказывают влияние на оператора, производящего работы за компьютером, приведен согласно ГОСТ 12.0.003-2015. Результаты анализа приведены в таблице 1. [19].

Таблица 1 – Анализ вредные и опасных факторов, влияющих при работе оператора

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1.Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания
2. Превышение уровня шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
3.Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	+	Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.
4. Высокий уровень вибрации	+	+		СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи		+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

13.3 Анализ вредных факторов

13.3.1 Отклонение показателей микроклимата.

Для анализа вредности отклонений показателей микроклимата на оператора АРМ используется СанПиН 1.2.3685-21.

Изменение показателей микроклимата относится к физическим факторам на рабочих местах. [20].

Источником возникновения фактора могут стать погодные, временные условия, тепловое излучение производственных объектов. Воздействие фактора на организм человека – ухудшение здоровья, снижение работоспособности работника.

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 работа оператора АРМ относится к категории работ 1а (Ряд профессий на предприятиях точного приборо- и машиностроения, на часовом, швейном производствах, в сфере управления). Допустимые нормы приведены в таблице 2

Таблица 2 – Допустимые значения показателей микроклимата на рабочих местах по СанПиН

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	1а	(23 - 25)	(19-26)	(15 – 75)	0,1
Теплый		(21 - 28)	(20-29)	(15 – 75)	(0,1 – 0,2)

Предлагаемые средства защиты (коллективные и индивидуальные) для минимизации воздействия – средства индивидуальной защиты, одежда, помещения, предусмотренные для отопления объектов нефтепромысла.

13.3.2 Повышенный уровень шума.

Анализ показателей уровня шума на производственных объектах определяется в соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [22].

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.

13.3.3 Отсутствие или недостаток естественного света

Анализ показателей норм освещенности определяется в соответствии с СНиП 23-05-95*.

Естественное освещение - освещение помещений светом неба (прямым или отраженным), проникающим через световые проемы в наружных ограждающих конструкциях, а также через световоды [23].

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 3.

Таблица 3 - Нормирование освещенности для работы оператора с ПК согласно СНиП 23-05-95*

Наименьший или эквивалентный размер объекта различия, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Относительная продолжительность зрительной работы при направлении зрения на рабочую поверхность, %	Искусственное освещение				Естественное освещение	
				Освещенность на рабочей поверхности системы общего	Цилиндрическая освещенность, лк	Объединенный показатель UGR, не более	Коэффициент пульсации освещенности Кл, %	КЕО, %, при верхнем или комбинированном боковом	
0.30 - 0.50	Б	1	Не менее 70	300	100*	21 18	15	3,0	1,0
		2	Менее 70	200	75*	24 18	20 15	2,5	0,7

13.3.4 Высокий уровень вибрации

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

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

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

Стоит отметить, что данное помещение 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 4.

Таблица 4 - 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	
				m/c^2	дБ
Общая	Технологическая вибрация на стационарных рабочих местах	Zo	Wk	0,1	100
		Xo, Yo	Wd	0,071	97

13.4 Анализ опасных факторов

13.4.1 Повышенное значение 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 [24].

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.

13.5 Обоснование 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 [24].

В электропомещениях с установками напряжением до 1 кВ допускается применение незащищенных и защищенных 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.

13.6 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.

К специальным технологическим средствам снижения потерь при хранении нефти и нефтепродуктов относят:

- применение резервуаров с уменьшенным объемом газового пространства, применение понтонных и плавающих крыш;
- хранение нефтепродуктов под повышенным давлением;
- применения газоуравнительных систем и установок по улавливанию паров нефтепродуктов и нефти;

- использование отражательно тепловой защиты резервуаров от солнечной радиации для уменьшения диапазона изменения температуры газового пространства.

Одним из перспективных направлений в снижении потерь легко испаряющихся нефтепродуктов является использование заглубленных и подземных резервуаров.

Система автоматизации насосной станции состоит из комплекса программно-технических средств, таких как, датчики, контроллеры монитеры и т.д. Система автоматизации при работе не имеет вредных отходов и выбросов, все приборы монтированы в металлических шкафах, исключающих воздействие магнитных и электрических полей.

При ремонте и эксплуатации средств автоматизации, а также в процессе монтажа, могут произойти различные аварийные ситуации и несчастные случаи, связанные с выбросом вредных производственных веществ.

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 в пределах обвалованной территории резервуаров котельной и на территории технологического оборудования.

Все технологические площадки НПС 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 и резервуаров нефти для котельной 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.

Для удаления разлившихся нефтепродуктов используются природные и Искусственные сорбенты: торф, полимерные материалы, песок. На пути движения потока нефтепродукта оборудуются ямы, накопители, дренажные канавы [25].

В процессе эксплуатации очистных сооружений применяются меры к уменьшению количества сточных вод путем введения внутрисканализационного оборота производственной воды.

Основными компонентами загрязнений воздушной среды выбросами нефтебаз являются углероды, окись углерода, окислы серы, азота, взвешенные вещества. Поэтому в процессе эксплуатации резервуарного парка особое внимание обращают на техническое состояние оборудования, которое может явиться источником загрязнения атмосферы:

- резервуары для светлых нефтепродуктов;
- дыхательные клапаны на резервуарах для светлых нефтепродуктов.

Техническое обслуживание резервуаров включает периодический осмотр резервуаров, оборудования и арматуры, а также периодическую приборную дефектоскопию сварных соединений, состояния стенок и днища резервуаров, контроль формы, размеров резервуара.

13.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На нефтеперекачивающей станции 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.

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 [32].

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.

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.).

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. [26] 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.

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. [27]

Вывод по разделу социальная ответственность

В данной главе были рассмотрены вредные и опасные факторы производства, воздействующие на организм оператора АСУТП, способы защиты работника от основных производственных факторов, с которыми оператор может столкнуться при работе.

Рассмотрены нормативные документы, с помощью которых производится регулирование воздействий факторов на оператора нефтеперекачивающей станции.

Для предотвращения воздействий вредных факторов будут внедрены средства индивидуальной защиты, смывающие и обезвреживающие средства, так же при работе вблизи насосной установки могут быть использованы специальные противошумные наушники.

Заключение

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы были выполнены следующие поставленные задачи:

- произведено проектирование автоматизированной системы управления нефтеперекачивающей станцией;
- разработаны алгоритмы управления автоматизированной системы;
- разработана трехуровневая архитектура управления процессом сбора и обработки сигналов;

Кроме того, проведен анализ финансовой эффективности и социальной ответственности для данного проекта.

Conclusion

In the course of this final qualifying work, the following tasks were completed:

- the design of the automated control system for the oil pumping station was carried out;
- algorithms for control of the automated system have been developed;
- developed a three-level architecture for managing the collection and processing of signals;

In addition, an analysis of financial efficiency and social responsibility for this project was carried out.

Список литературы

1. Введение в нефтегазовое дело [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://portal.tpu.ru/departments/kafedra/lip/dseaf.pdf> – (дата обращения: 21.05.2021).
2. ГОСТ 24.104-85 АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006921> – (дата обращения: 21.05.2021).
3. Техническое задание [Электронный ресурс] Режим доступа – URL: <https://studfiles.net/preview/5022556/> – (дата обращения: 21.05.2021).
4. Теги ПЛК [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://www.plcsystems.ru/News/detail.php?ID=62723> – (дата обращения: 21.05.2021).
5. Стандарт компании. Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам. – М.: Роснефть, 2014.
6. Теги ПЛК [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://www.plcsystems.ru/News/detail.php?ID=62723> – (дата обращения: 21.05.2021).
7. Siemens S7-1200 Программируемый контроллер [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://www.siemens-pro.ru/components/s7-1200.htm> – (дата обращения: 21.05.2021).
8. Новейшие технологии и лучшие средства измерений для автоматизации Вашего предприятия от компании Emerson Process Management [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: http://metr-k.ru/files/catalogs/Datchiki_temperatury_2012.pdf – дата обращения: (21.05.2021).
9. Преобразователи давления [Электронный ресурс] Режим доступа – URL: <https://www.manotom-tmz.ru/catalog/analogi/> – (дата обращения: 21.05.2021).

10. Волноводный радарный уровнемер Rosemount™ 5300 [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://www.emerson.ru/ru-ru/catalog/rosemount-sku-5300> – (дата обращения: 21.05.2021).
11. Насосы 1Д 630-90 - двухстороннего входа горизонтальные для воды [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: https://www.hms.livgidromash.ru/catalog/nasosy/d1d2d/1d_630_90_model_516.html – (дата обращения: 21.05.2021).
12. Modbus RTU [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://ipc2u.ru/articles/prostye-resheniya/modbus-rtu/> – (дата обращения: 21.05.2021).
13. Siemens S7-1200 [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://simatic-s7-1200.ru/> – (дата обращения: 21.05.2021).
14. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2006. 399 с (дата обращения 15.05.2021);
15. Производственный календарь на 2021 год [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://www.consultant.ru/law/ref/calendar/proizvodstvennyye/2021/> (дата обращения 15.05.2021);
16. Амортизационная группа компьютера [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://spmag.ru/articles/amortizacionnaya-gruppa-kompyutera> (дата обращения 15.05.2021);
17. Годовая норма амортизации [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://glavkniga.ru/situations/k504568> (дата обращения 15.05.2021);
18. Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 30 апреля 2021 года) [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения 15.05.2021);

19. 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 15.05.2021);

20. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные факторы. Классификация [Электронный ресурс] – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/62075> (дата обращения: 15.05.2021);

21. 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: <http://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения 15.05.2021);

22. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 15.05.2021);

23. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения 15.05.2021);

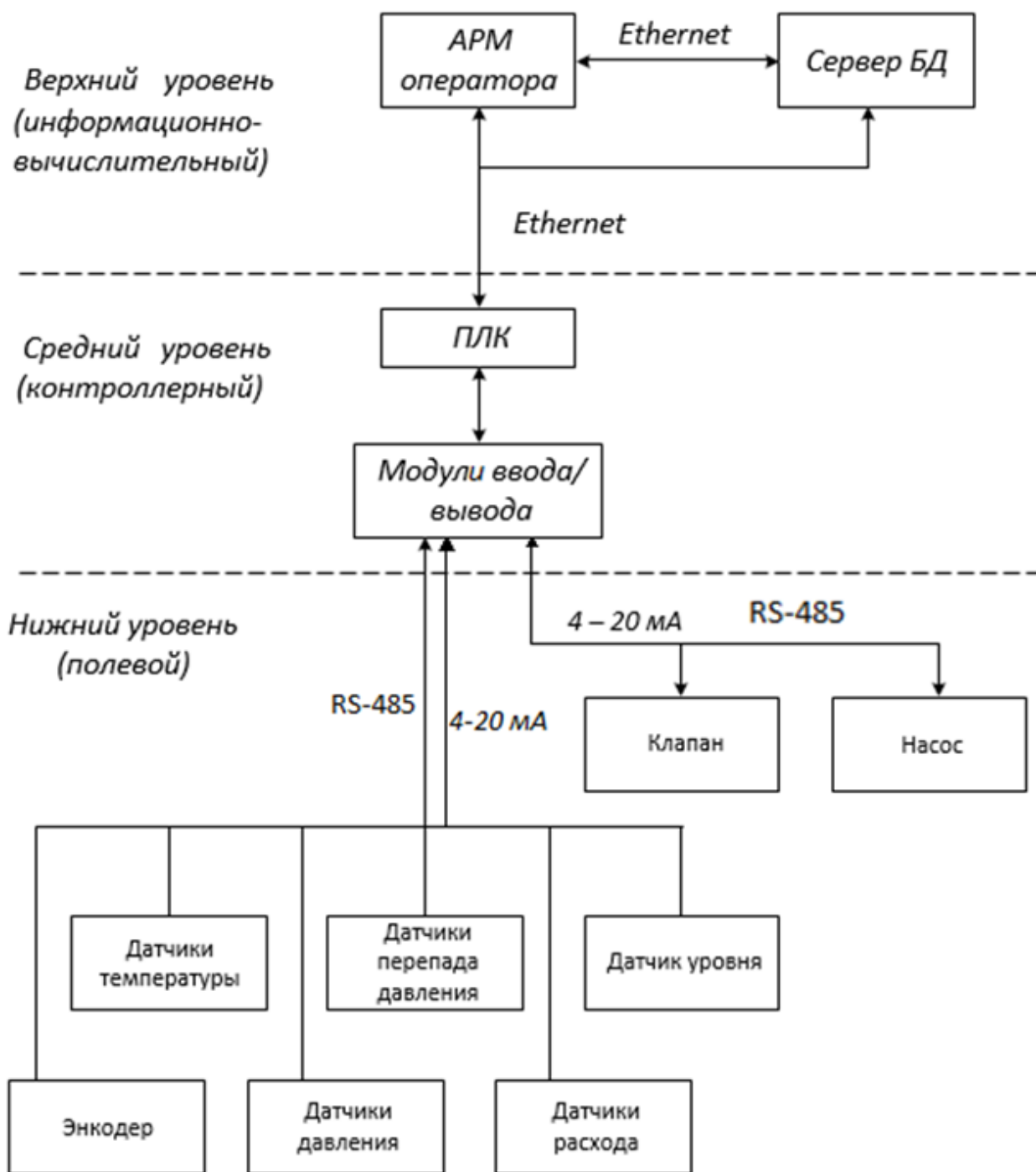
24. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/901853847> (дата обращения 15.05.2021);

25. РД 09-398-01 Методические рекомендации по классификации аварий и инцидентов на опасных производственных объектах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности [Электронный ресурс] – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/10/10592/index.html> (дата обращения: 15.05.2021);

26. Объекты повышенной опасности. Современные технологии пожарной защиты. [Электронный ресурс] – URL: <http://www.conf.secuteck.ru/articles2/OPS> (дата обращения: 15.05.2021);

27. Первичные средства пожаротушения. [Электронный ресурс] – URL: https://petsu.ru/files/user/4_tema_gochs.pdf (дата обращения: 15.05.2021);

Приложение А
(обязательное)
Структурная схема



ФЮРА.425280.005.01

Автоматизированная система
управления узлом
нефтеперекачивающей
станции

Структурная схема

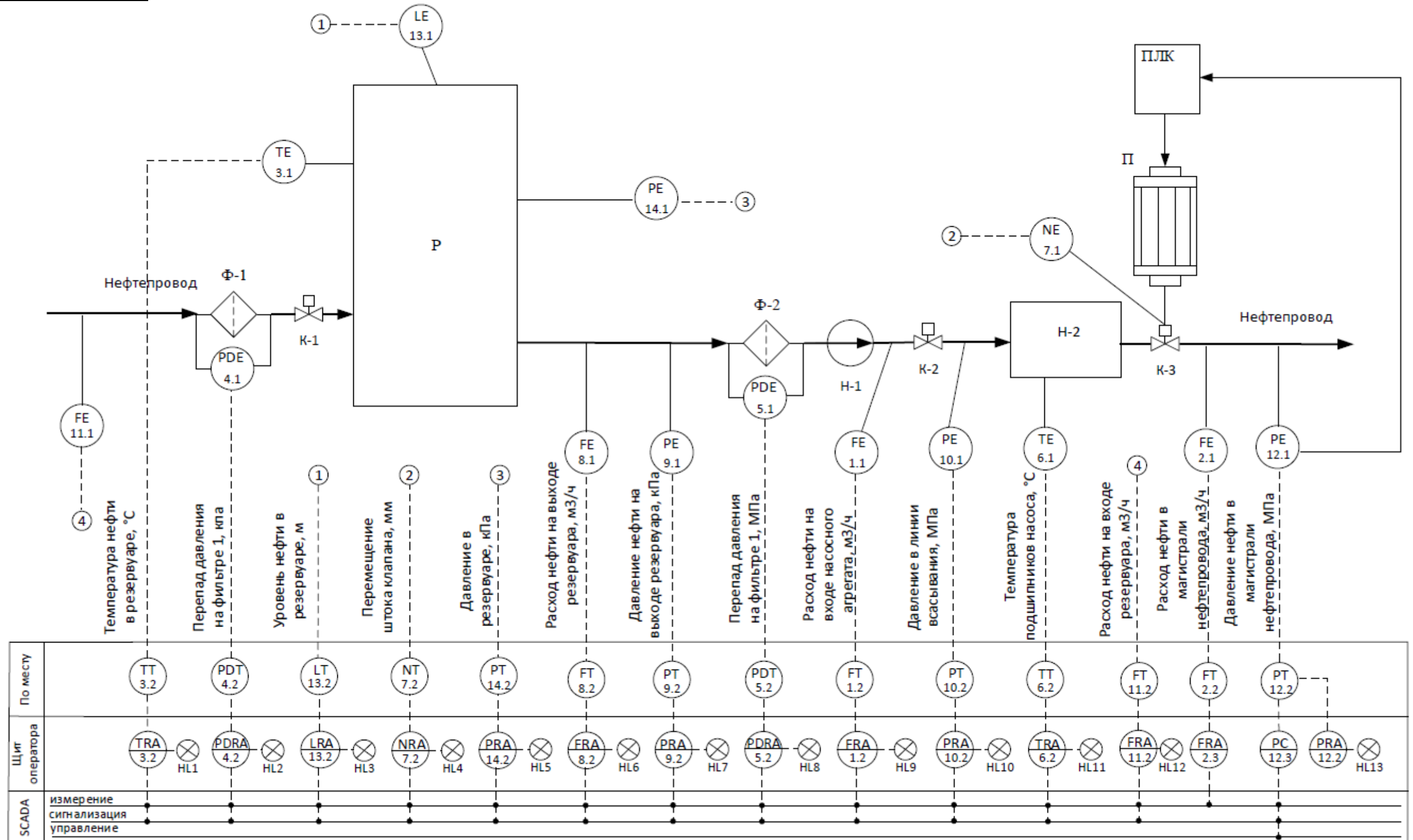
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Метальников А.А.		
Провер.		Громаков Е.И.		
Т.контроль				
Н.контроль				
Утв.				

Лит.	Масса	Масштаб
у		
Лист	Листов	
ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т7А		

Приложение Б

(обязательное)

Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013

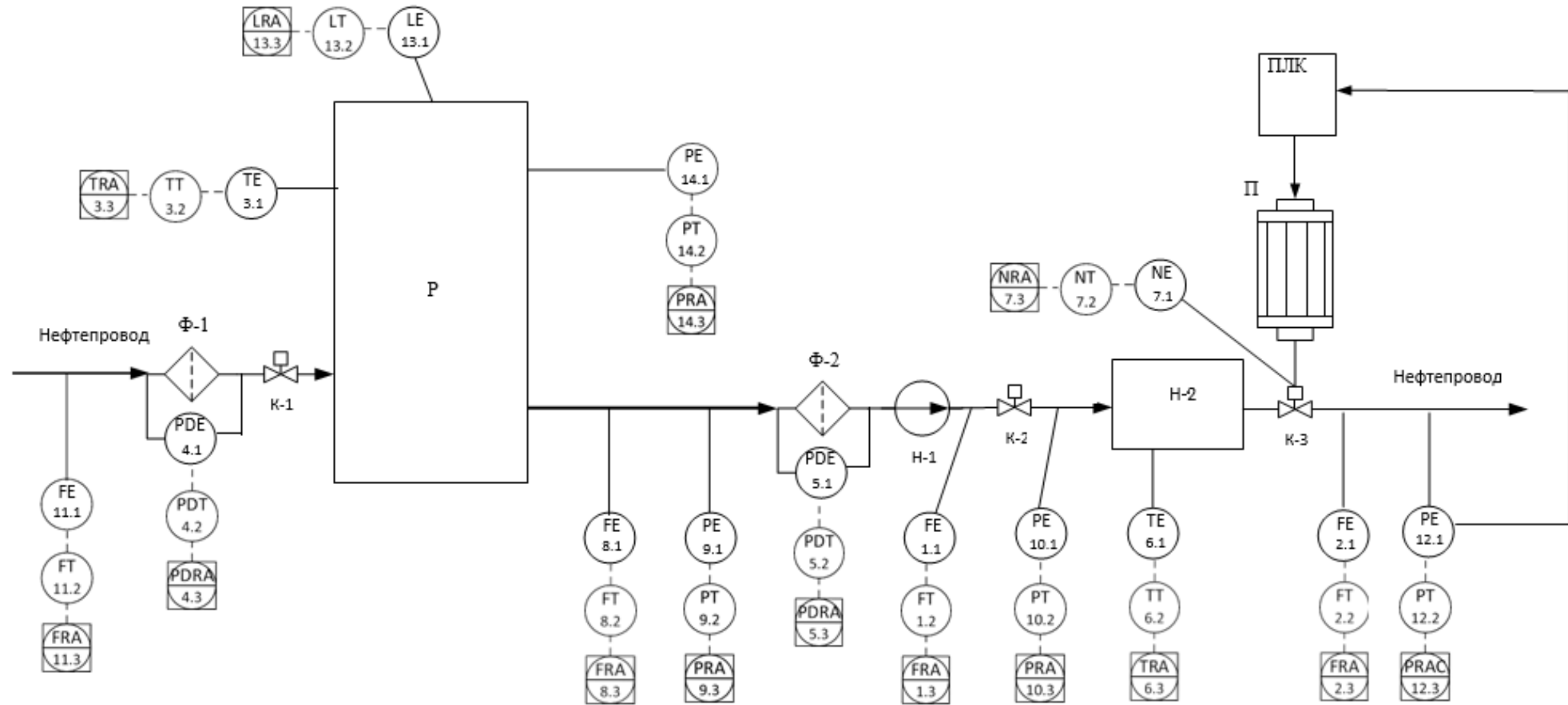


					ФЮРА.425280.005.02			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Автоматизированная система управления нефтеперекачивающей станции	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Метальников А.А.					У		
Провер.	Громаков Е. И.							
Т.контроль						Лист	Листов	
Н.контроль					ФСА ГОСТ	ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т7А		
Утв.								

Приложение В

(обязательное)

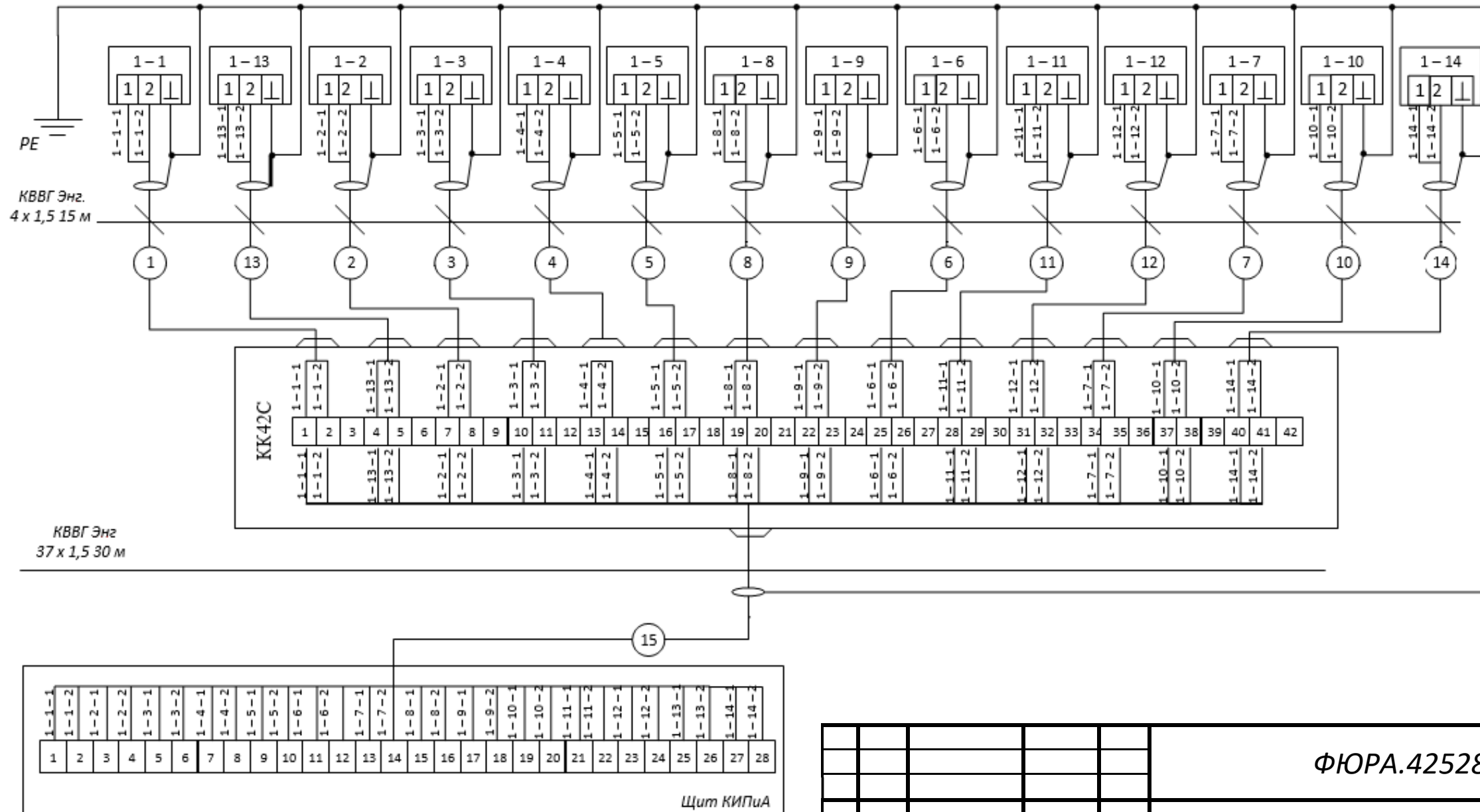
Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA-5.1-2009



					ФЮРА.425280.005.03		
					<i>Автоматизированная система управления нефтеперекачивающей станции</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лит.	Масса	Масштаб
					У		
Разраб.		Метальников А.А.					
Провер.		Громаков Е. И.					
Т.контроль					Лист	Листов	
Н.контроль					ФСА ANSI		
Утв.							
					ТПУ ИШИТР ОАР эр. 8Т7А		

Приложение Г
(обязательное)
Схема внешних проводок

Наименование параметра	Перепад давления		Расход				Давление				Положение клапана	Температура		Уровень
	Фильтр нефти 1	Фильтр нефти 2	Выход с резервуара	Линия всасывания	Магистраль	Вход в резервуар	Выход с резервуара	Магистраль	Линия всасывания	Резервуар	Клапан	Резервуар с нефтью	Подшипники насоса	Резервуар с нефтью
Место отбора импульса	ДМ5017	ДМ5017	ЭМИС-МАГ 270				ДМ5017				ДПС-У-05	ТСМУ Метран-274		Rosemount 5300
Тип датчика														
Позиция	1-4	1-5	1-8	1-1	1-2	1-11	1-9	1-12	1-10	1-14	1-7	1-3	1-6	1-13



ФЮРА.425280.005.04					Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	у		
Разраб.	Метальников А.А.						
Провер.	Громаков Е. И.						
Т.контроль					Лист	Листов	
Н.контроль					ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т7А		
Утв.							

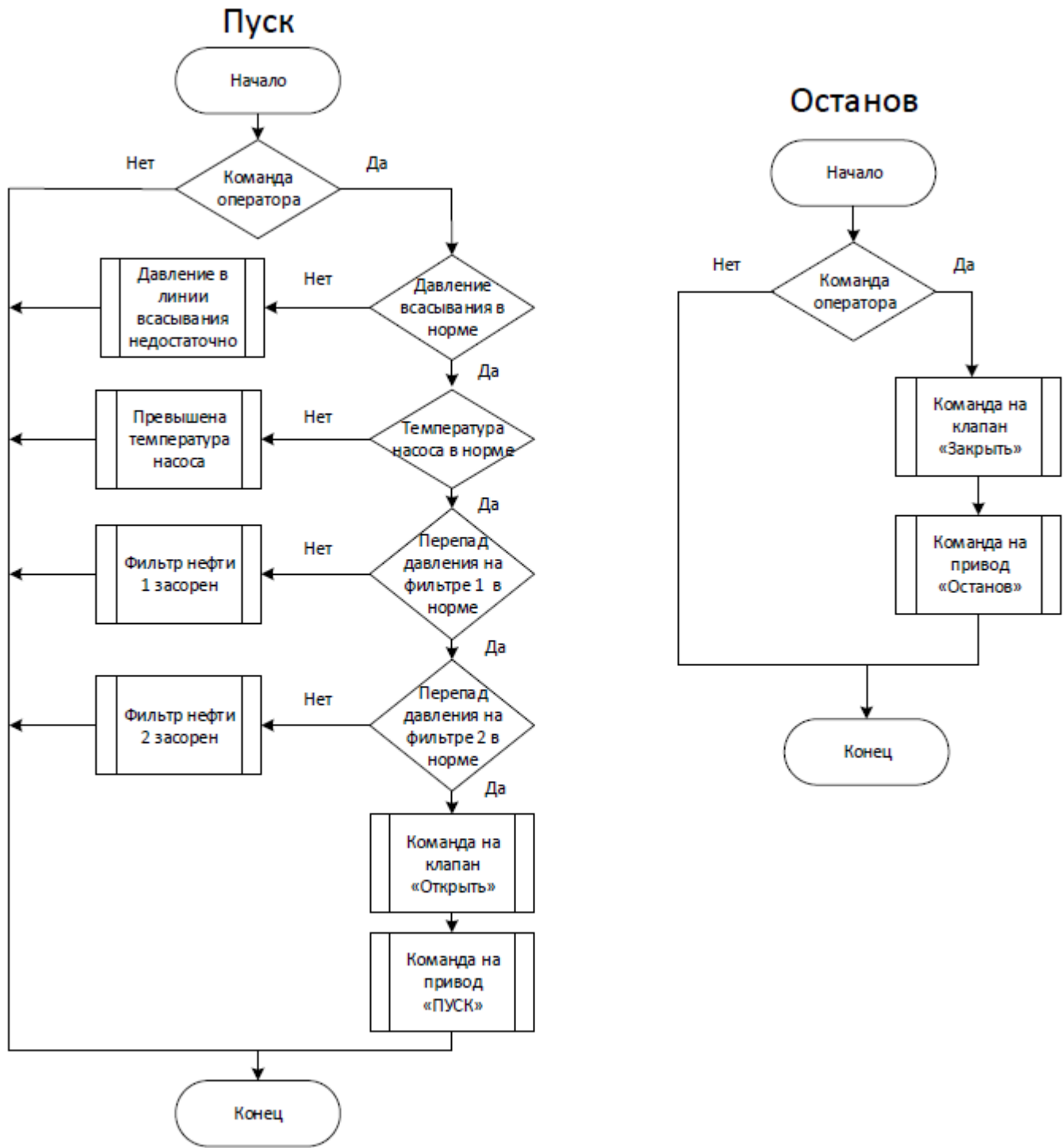
Автоматизированная система управления нефтеперекачивающей станции

СВП

Приложение Д

(обязательное)

Блок схемы пуска/останова



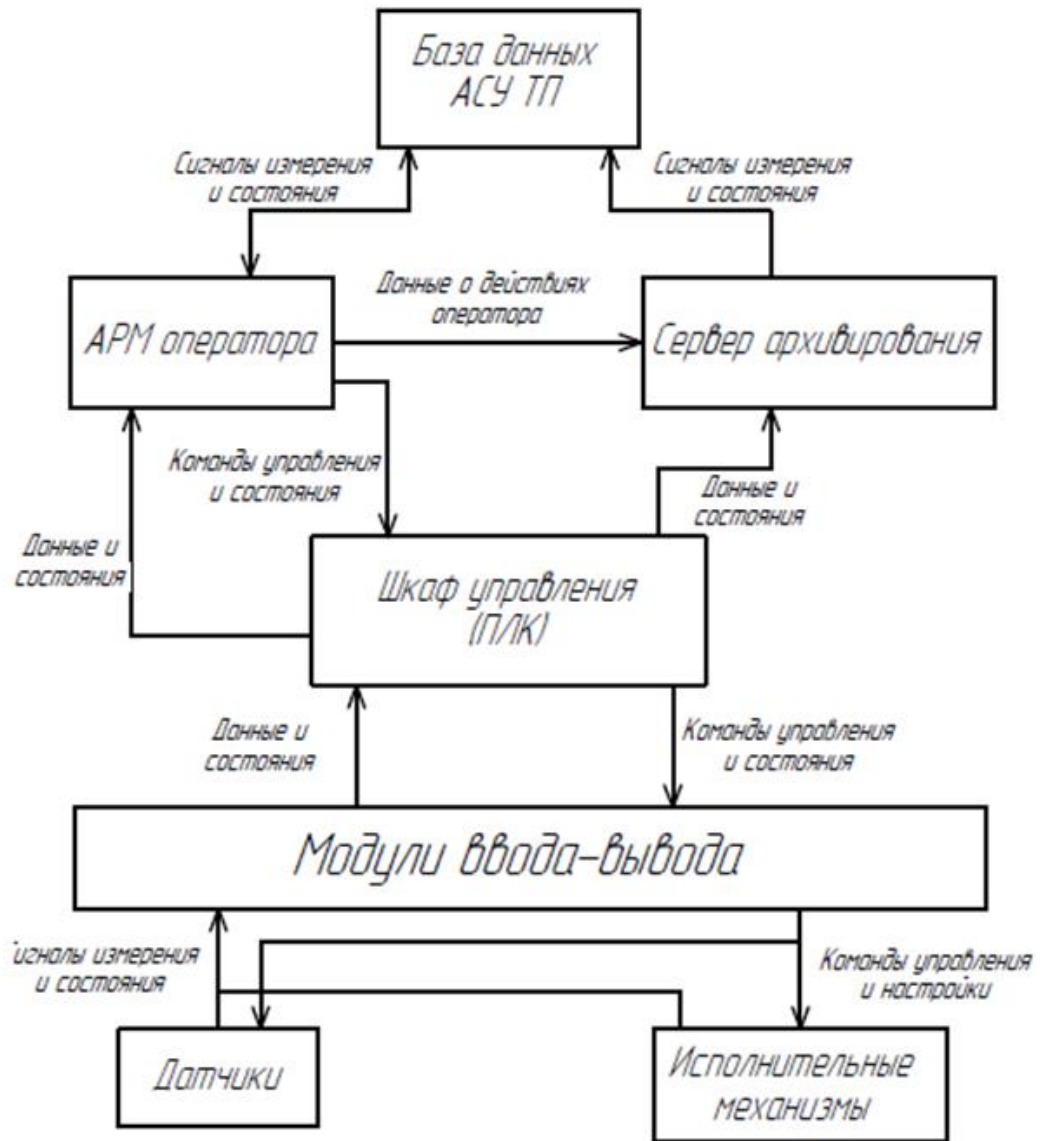
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Метальников А.А.		
Провер.		Громаков Е.И.		
Т.контроль				
Н.контроль				
Утв.				

ФЮРА.425280.005.05				
Автоматизированная система управления давлением на нефтеперекачивающей станции				
		Лит.	Масса	Масштаб
		У		
		Лист	Листов	
		ТПУ ИШИТР ОАР в.р. 8Т7А		
Блок-схема				

Приложение Е

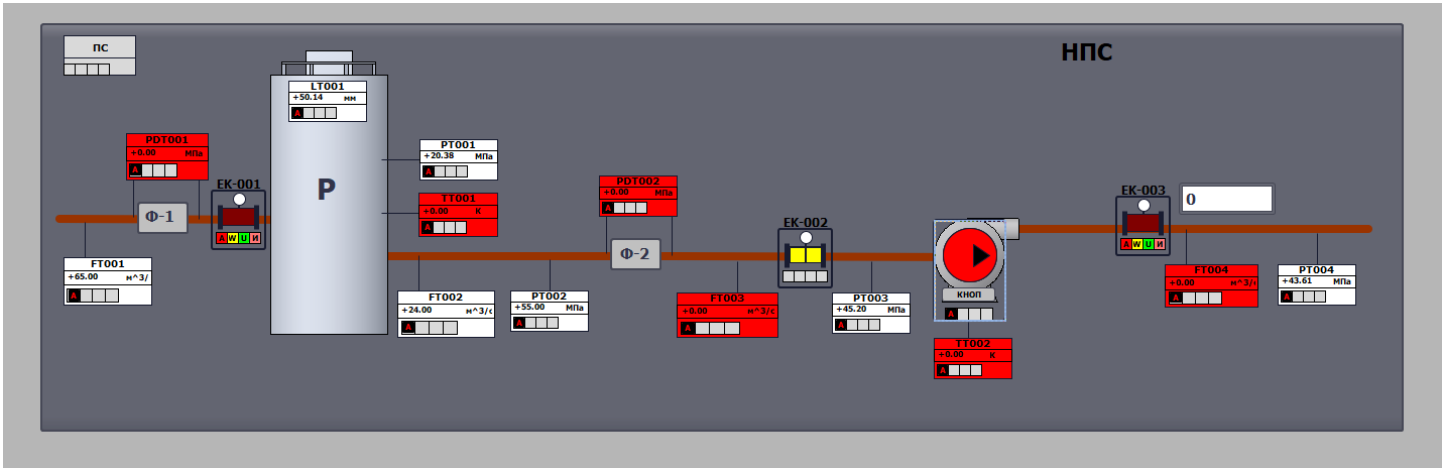
(обязательное)

Схема информационных потоков



					ФЮРА.425280.005.06					
					Автоматизированная система управления давлением на нефтеперекачивающей станции			Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				у		
	Разраб.	Метальников А.А.			Лист		Листов			
	Провер.	Громаков Е.И.			ТПУ ИШИТР ОАР эр. 8Т7А					
	Т.контроль									
	Н.контроль				Схема информационных потоков					
	Утв.									

Приложение Ж
(обязательное)
Экранные формы



Н-1. Насос

Управление: Пуск, Стоп

Режимы работы: Ремонт, Кнопочный, Автоматический, Имитация

Задержка на контроль выходного давления при старте: 10 с
Задержка на отключение по давлению в работе: 10 с

Наработка: 0.00 ч. Сбросить

Кноп: Квитировать, Деблокировать, Карта защит

Ошибки

- Неисправность модуля ввода
- Неисправность модуля вывода
- Работа заблокирована по внешней аварии
- Нет напряжения в схеме управления
- Целостность цепей управления
- Авария электропривода
- Неисправность
- Несанкционированное отключение
- Отключился - нет напряжения
- Давление не НОРМА при включенном МП
- Невыполнение команды "Отключить" - не отключился МП
- Невыполнение команды "Включить" - не сработал МП
- Невыполнение команды "Включить" - нет напряжения
- Невыполнение команды "Включить" - нет давления

Пожарная сигнализация

Пожар!!! Квитировать

Реальное значение Имитация 0 Имитация 1 Тестирование Маскирование

Неисправность модуля

10э. Клапан электромагнитный

Управление: Открыть, Закрыть

Режим работы: Ремонт, Имитация, Рабочий

Квитировать, Деблокировать