

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
Автоматизация нефтяного сепаратора на дожимной насосной станции Долинного месторождения

УДК 681.51:622.276.8

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т91	Макев Адиль Нурланович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Н.М.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГ ШИП	Жиронкин С.А.	Д.Э.Н., профессор		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Мезенцева И.Л.			

Нормоконтроль (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОАР ИШИТР	Кучман А.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Скороспешкин М.В.	К.Т.Н., доцент		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП/ОПОП

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 в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен проявлять предприимчивость в практической деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
УК(У)-10	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-11	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен использовать основные закономерности, действующие в процессе изготовления продукции требуемого качества, заданного количества при наименьших затратах общественного труда
ОПК(У)-2	Способен решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности
ОПК(У)-3	Способен использовать современные информационные технологии, технику, прикладные программные средства при решении задач профессиональной деятельности
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

Код компетенции	Наименование компетенции
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

Код компетенции	Наименование компетенции
ПК(У)-8	Способен выполнять работы по автоматизации технологических процессов и производств, их обеспечению средствами автоматизации и управления, готовностью использовать современные методы и средства автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством
ПК(У)-9	Способен определять номенклатуру параметров продукции и технологических процессов ее изготовления, подлежащих контролю и измерению, устанавливать оптимальные нормы точности продукции, измерений и достоверности контроля, разрабатывать локальные поверочные схемы и выполнять проверку и отладку систем и средств автоматизации технологических процессов, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, а также их ремонт и выбор; осваивать средства обеспечения автоматизации и управления
ПК(У)-10	Способен проводить оценку уровня брака продукции, анализировать причины его появления, разрабатывать мероприятия по его предупреждению и устранению, по совершенствованию продукции, технологических процессов, средств автоматизации и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, систем экологического менеджмента предприятия, по сертификации продукции, процессов, средств автоматизации и управления
ПК(У)-11	Способен участвовать: в разработке планов, программ, методик, связанных с автоматизацией технологических процессов и производств, управлением процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, инструкций по эксплуатации оборудования, средств и систем автоматизации, управления и сертификации и другой текстовой документации, входящей в конструкторскую и технологическую документацию, в работах по экспертизе технической документации, надзору и контролю за состоянием технологических процессов, систем, средств автоматизации и управления, оборудования, выявлению их резервов, определению причин недостатков и возникающих неисправностей при эксплуатации, принятию мер по их устранению и повышению эффективности использования
ПК(У)-18	Способен аккумулировать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции, компьютерных систем управления ее качеством,
ПК(У)-19	Способен участвовать в работах по моделированию продукции, технологических процессов, производств, средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством с использованием современных средств автоматизированного проектирования, по разработке алгоритмического и программного обеспечения средств и систем автоматизации и управления процессами
ПК(У)-20	Способен проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом их результатов, составлять описания выполненных исследований и подготавливать данные для разработки научных обзоров и публикаций

Код компетенции	Наименование компетенции
ПК(У)-21	Способен составлять научные отчеты по выполненному заданию и участвовать во внедрении результатов исследований и разработок в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции и ее качеством
ПК(У)-22	Способен участвовать: в разработке программ учебных дисциплин и курсов на основе изучения научной, технической и научно-методической литературы, а также собственных результатов исследований; в постановке и модернизации отдельных лабораторных работ и практикумов по дисциплинам профилей направления; способностью проводить отдельные виды аудиторных учебных занятий (лабораторные и практические), применять новые образовательные технологии, включая системы компьютерного и дистанционного обучения

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Громаков Е. И.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
8Т91	Макев Адиль Нурланович

Тема работы:

Автоматизация нефтяного сепаратора на дожимной насосной станции Долинного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 34-91/с от 03.02.2023 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2023 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	описание технологического процесса на промысле с указанием основных характеристик; - состав и свойства газожидкостной смеси; - характеристика скважинной продукции
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	- Описание технологического процесса. - Разработка структурной схемы автоматизации нефтяного сепаратора. - Выбор контрольно-измерительных приборов и автоматики для управления нефтяным сепаратором. - Выбор исполнительных механизмов для управления нефтяным сепаратором. - Моделирование САР уровня газа в сепараторе. - Разработка экранных форм управления сепаратором.
Перечень графического материала	- функциональная схема технологического процесса на дожимной насосной станции;

	- трёхуровневая структурная схема автоматизированной системы; - функциональная схема автоматизации; - алгоритмы управления АС; - схема внешних проводок; - результаты моделирования САР давления газа в сепараторе; - экранная форма SCADA-системы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Мезенцева Ирина Леонидовна, ст. преподаватель ОБД
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Жиронкин Сергей Александрович, профессор ОСГН ШИП, д.э.н.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Н.М.			03.02.2023 г.

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т91	Макев Адиль Нурланович		03.02.2023 г.

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
8Т91	Макев Адиль Нурланович

Тема работы:

Автоматизация нефтяного сепаратора на дожимной насосной станции Долинного месторождения

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2023 г.
--	---------------

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

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Н.М.			03.02.2023 г.

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Е.И.	К.Т.Н., доцент		03.02.2023 г.

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т91	Макев Адиль Нурланович		03.02.2023 г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 92 страницы, 11 рисунков, 27 таблиц, 36 источников литературы, 7 приложений.

Ключевые слова: дожимная насосная станция, сепаратор, автоматизация, моделирование, ПИД-регулятор, SCADA-система, программируемый логический контроллер, алгоритм, автоматизированная система управления.

Объектом исследования является двухфазный нефтегазовый сепаратор первой ступени сепарации.

Цель работы: разработка системы автоматизированного управления двухфазным нефтегазовым сепаратором.

В данной работе была разработана автоматизированная система управления нефтяным сепаратором, выполненная на базе контроллера ОВЕН ПЛК210 с применением SCADA-системы Simatic WinCC.

В ходе выполнения работы были разработаны: функциональная схема технологического процесса, функциональная схема автоматизации, схема соединений внешних проводок, трехуровневая структура АС, алгоритмы управления АС, экранная форма АС.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на нефтедобывающих предприятиях. Данная система позволит увеличить производительность, повысить точность и надежность измерений, сократив при этом число аварий.

Обозначения, определения и сокращения

В данной работы были применены следующие термины с соответствующими определениями:

ДНС – дожимная насосная станция;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АРМ – автоматизированное рабочее место оператора;

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) – диспетчерское управление и сбор данных;

ICP (Internet Cache Protocol) – протокол кеширования в сети интернет;

CAP – система автоматического регулирования;

ПИД-регулятор – пропорционально-интегрально-дифференцирующий регулятор;

ПЛК – программируемый логический контроллер;

ПО – программное обеспечение;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

НГС – нефтегазовый сепаратор;

ГС – газовый сепаратор;

КС – концевой сепаратор;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

П – подогреватель нефти;

ОВ – очиститель воды;

УПН – установка подготовки нефти;

СППК – сбросные пружинные предохранительные клапаны.

Оглавление

Введение.....	14
1 Техническое задание.....	15
1.1 Цели создания АСУ ТП.....	15
1.2 Требования к системе	16
1.2.1 Общие системные требования	16
1.2.2 Требования к техническому обеспечению	16
1.2.3 Требования к метрологическому обеспечению	17
1.2.4 Требования к программному обеспечению.....	18
2 Принцип работы дожимной насосной станции	20
2.1 Описание технологического процесса.....	21
3 Проектирование системы автоматизации сепаратора.....	23
3.1 Трехуровневая структура АС.....	23
3.1.1 Полевой уровень	23
3.1.2 Контроллерный уровень.....	24
3.1.3 Информационно-вычислительный уровень	24
3.2 Проектирование функциональной схемы автоматизации	24
4 Выбор алгоритмов управления АС	26
4.1 Алгоритм по сбору данных	26
4.2 Алгоритм запуска и останова сепаратора.....	26
4.2.1 Алгоритм запуска сепаратора.....	26
4.2.2 Алгоритм останова сепаратора.....	27
4.3 Разработка САР давления газа в сепараторе	27
5 Выбор средств автоматизации	33
5.1 Технические характеристики сепаратора	33
5.2 Выбор контроллерного оборудования	33
5.3 Выбор датчиков.....	35

5.3.1	Выбор датчиков давления	35
5.3.2	Выбор датчика уровня.....	37
5.3.3	Выбор расходомера.....	38
5.3.4	Выбор датчика температуры.....	40
5.4	Выбор исполнительных механизмов	42
5.4.1	Выбор регулирующего клапана.....	42
5.5	Схема соединений внешних проводок.....	44
6	Экранные формы АС	45
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	47
7.1	Анализ конкурентных технических решений	47
7.2	SWOT-анализ.....	49
7.3	Планирование научно-исследовательской работы.....	52
7.3.1	Структура работы в рамках научного исследования	52
7.3.2.	Определение трудоемкости выполнения работ	53
7.3.3.	Разработка графика проведения научного исследования.....	54
7.4	Бюджет научно-технического исследования	57
7.4.1	Расчет материальных затрат НТИ.....	57
7.4.2	Расчет затрат на специальное оборудование	58
7.4.3	Основная заработная плата исполнителей	58
7.4.4	Дополнительная заработная плата работников	58
7.4.5	Отчисления во внебюджетные фонды	59
7.4.6	Накладные расходы	59
7.4.7	Формирование бюджета затрат проекта.....	59
7.5	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	60
7.6	Выводы по разделу.....	63
8	Социальная ответственность	67

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	68
8.2 Производственная безопасность.....	70
8.2.1 Летучие испарения легких углеводородов.....	71
8.2.2 Повышенный уровень шума	72
8.2.3 Длительное сосредоточенное наблюдение.....	73
8.2.4 Повышенный уровень общей вибрации	74
8.2.5 Наличие электромагнитного поля промышленной частоты ...	74
8.2.6 Электрический ток, вызываемым разницей потенциалов	75
8.2.7 Чрезмерно высокая/низкая температура объектов.....	75
8.3 Экологическая безопасность.....	76
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	77
8.5 Выводы по главе.....	79
Заключение	81
Список используемых источников.....	82
Приложение А (обязательное) Функциональная схема технологического процесса.....	86
Приложение Б (обязательное) Функциональная схема автоматизации сепаратора	87
Приложение В (обязательное) Схема соединений внешних проводок	88
Приложение Г (обязательное) Экранная форма АС.....	89
Приложение Д (обязательное) Алгоритм сбора данных измерений	90
Приложение Е (обязательное) Алгоритм пуска и останова сепаратора.....	91
Приложение Ж (обязательное) Трехуровневая структура АС	92

Введение

В современной нефтегазовой промышленности наблюдается постоянное развитие и совершенствование производственных процессов. Это связано с модернизацией технологий, внедрением новых автоматических машин и аппаратов, а также увеличением количества одновременно проводимых процессов. Одним из важных аспектов успешного контроля технологических процессов является автоматизация, которая позволяет эффективно осуществлять прием, преобразование, передачу и использование информации и энергии с помощью специальных устройств.

Нефтегазовая промышленность не является исключением, и автоматизация занимает значительное место в контроле и регулировании всех параметров, необходимых для работы на различных промышленных объектах, таких как установки подготовки нефти, нефтеперерабатывающие заводы, газораспределительные станции. Одной из ключевых задач в этой области является обеспечение эффективного и надежного функционирования нефтяных сепараторов на дожимных насосных станциях.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование автоматизированной системы управления нефтяным сепаратором на дожимной насосной станции Долинного месторождения.

1 Техническое задание

В процессе выполнения задания требуется разработать автоматизированную систему управления для сепаратора первой ступени сепарации. Для разработки автоматизированной системы сепаратора необходимо сформулировать техническое задание. Комплекс стандартов на автоматизированные системы и техническое задание на создание автоматизированной системы регламентируются межгосударственным стандартом ГОСТ 34.602-89 [4]. Согласно стандарту, техническое задание на автоматизированную систему должно содержать следующие разделы.

1. Общие сведения.
2. Назначение и цели создания (развития) системы.
3. Характеристика объектов автоматизации.
4. Требования к системе.
5. Состав и содержание работ по созданию системы.
6. Порядок контроля и приемки системы.
7. Требования к составу и содержанию работ по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие.
8. Требования к документированию.
9. Источники разработки.

1.1 Цели создания АСУ ТП

Автоматизированная система управления нефтегазовым сепаратором на дожимной насосной станции Долинного месторождения может обеспечить достижение следующих целей.

1. Увеличение эффективности процесса: автоматизированная система управления позволяет оптимизировать работу сепаратора, обеспечивая более эффективное разделение нефти, газа и воды. Это приводит к повышению общей производительности станции и сокращению времени простоя оборудования.

2. Обеспечение безопасности: автоматизация позволяет минимизировать вмешательство человека в работу сепаратора, что снижает

риск возникновения аварийных ситуаций и повреждений оборудования. Система может непрерывно мониторить параметры процесса и автоматически реагировать на отклонения, предотвращая потенциальные аварии.

3. Мониторинг и контроль: автоматизированная система позволяет непрерывно отслеживать работу сепаратора и собирать данные о его производительности, энергопотреблении, уровне заполнения и других параметрах. Это позволяет операторам получать реальные данные о состоянии сепаратора и принимать обоснованные решения для оптимизации работы и обслуживания оборудования.

4. Удаленный мониторинг и управление: автоматизированная система может быть настроена для удаленного мониторинга и управления сепаратором. Это позволяет операторам следить за процессом работы и вмешиваться при необходимости, даже находясь вне места установки станции. Такой удаленный доступ повышает гибкость и оперативность управления.

5. Снижение операционных затрат: благодаря оптимизации работы сепаратора, сокращению времени простоя и оптимизации энергопотребления, автоматизированная система может способствовать снижению операционных затрат на эксплуатацию нефтегазовой сепарации. Это позволяет повысить экономическую эффективность станции.

1.2 Требования к системе

1.2.1 Общие системные требования

Автоматизированная система должна отвечать требованиям, упомянутым в ГОСТ 21.408-13 [16].

1.2.2 Требования к техническому обеспечению

Для автоматизации управления нефтегазовым сепаратором на дожимной насосной станции требуется использование комплекса технических средств, которые обеспечат необходимые функции согласно техническому заданию. В этом комплексе должны присутствовать следующие комплексы технических средств.

1. Контрольно-измерительные приборы (КИП): устройства, используемые для измерения и контроля различных параметров и характеристик.

2. Контроллеры или подсистемы управления: устройства, предназначенные для управления и контроля систем, процессов или устройств.

3. Станция оператора: интерфейс, через который операторы могут взаимодействовать с системой, отслеживать параметры процесса и принимать решения.

4. Средства архивирования данных: устройства, предназначенные для сохранения полученных данных о процессе сепарации.

5. Сетевое оборудование: устройства, обеспечивающие связь и обмен данными между различными компонентами системы.

Вся система требует, чтобы ее компоненты были согласованы друг с другом и способны передавать стандартные сигналы в диапазоне от 4 до 20 мА. Чтобы обрабатывать эти сигналы и управлять различными параметрами, подсистемы управления должны иметь соответствующие модули, которые обеспечивают ввод и вывод сигналов различных типов.

Ключевым требованием к комплексу технических средств является его надежность, то есть способность функционировать без сбоев в реальных условиях окружающей среды, включая экстремальные температуры, высокую влажность и взрывоопасные зоны. Важно, чтобы оборудование было легко ремонтировать, имело возможность замены отдельных компонентов и могло работать от промышленных электрических сетей.

1.2.3 Требования к метрологическому обеспечению

Для обеспечения надежности и точности измерений в рамках системы необходимо использовать только те измерительные приборы, которые прошли регистрацию в государственном реестре средств измерений Российской Федерации и получили разрешение на использование в соответствии с установленными правилами. Эти приборы должны регулярно проходить

первичную и периодическую поверку в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации. Проведение поверки осуществляется либо органами Росстандарта, либо аккредитованными метрологическими службами, которые могут быть привязаны к юридическим лицам, занимающимся производством, ремонтом и эксплуатацией измерительных приборов.

Важно, чтобы допустимая относительная погрешность измерений не превышала значений, указанных в ГОСТ Р 8.595-2004 [15]. Этот стандарт определяет предельные значения погрешностей для различных типов измерительных приборов и гарантирует соответствие результатов измерений требованиям точности.

При представлении измеряемых, вводимых и расчетных параметров необходимо использовать единицы измерения, которые определены в требованиях к функциональным возможностям. Это обеспечивает единообразие и понятность представления результатов измерений, что позволяет корректно интерпретировать и использовать эти результаты.

1.2.4 Требования к программному обеспечению

Программное средство, разрабатываемое для системы управления технологическим процессом, должно соответствовать следующим требованиям.

1. Обеспечивать все необходимые функции для эффективного управления.
2. Быть способным к восстановлению после сбоев или неполадок.
3. Предоставлять возможность внесения изменений или модификаций в систему.
4. Иметь модульную структуру, позволяющую гибкое и независимое взаимодействие компонентов.
5. Обладать простотой и удобством использования для операторов и администраторов системы.

Программные языки используются в соответствии со стандартом ГОСТ Р МЭК 61131-3 [14].

2 Принцип работы дожимной насосной станции

Дожимная насосная станция (ДНС) – это установка, используемая в нефтяной промышленности для перекачки и транспортировки нефти из скважин месторождения к центральному пункту сбора или транспортным магистралям. Одной из важных функций ДНС является сепарация нефти, то есть разделение нефтяной смеси на компоненты с различными физическими свойствами, такими как нефть, вода и газ.

Принцип работы дожимной насосной станции основан на использовании высокого давления, создаваемого насосами, для перемещения нефти и обеспечения сепарации. Основные компоненты ДНС включают в себя насосы, емкости для разделения фаз и системы управления и контроля.

Процесс сепарации начинается с того, что нефтяная смесь подается в приемную емкость ДНС. Внутри емкости происходит первичная фазовая сепарация, где частично происходит разделение нефти, газа и воды. Это осуществляется благодаря различным физическим свойствам компонентов, таким как плотность и вязкость.

Затем насосы, установленные на ДНС, создают высокое давление, чтобы перекачать разделенные фазы. Для этого обычно используются винтовые или центробежные насосы. Насосы создают поток высокого давления, который перемещает нефть, а также газ и воду, по различным направлениям в зависимости от конкретной конфигурации станции.

После прохождения через насосы нефть направляется в отдельные емкости для фазовой сепарации. Здесь происходит более полное разделение компонентов, основанное на их различных свойствах и поведении при определенных условиях. Например, вода может быть удалена с помощью гравитационного осаждения или применения различных фильтров. Газ может быть отделен с помощью флотационных процессов или других методов газоотделения [1].

После сепарации компоненты могут быть отправлены на дальнейшую обработку или транспортировку. Очищенная нефть может быть направлена к

центральной обработке или транспортным магистралям, вода может быть подвергнута дополнительной обработке или удалению, а газ может быть сжат и отправлен в системы сбора и переработки.

2.1 Описание технологического процесса

Функциональная схема технологического процесса представлена в приложении А.

В начале процесса продукция скважин с кустовых площадок и распределительного коллектора поступает на узел дополнительных работ. На этом узле происходит распределение потока газожидкостной смеси в сепараторы первой ступени сепарации НГС-01 и НГС-02. Чтобы улучшить эффективность процесса обезвоживания и разрушить водонефтяную эмульсию, используется деэмульгатор, который подается перед входом в сепараторы НГС-01 и НГС-02.

В сепараторах НГС происходит разделение поступающей жидкости на два потока: нефть с содержанием пластовой воды и остаточный газ. Регуляторы уровня поддерживают технологические уровни жидкости в сепараторах, а давление в системе регулируется с помощью клапана. Чтобы предотвратить разрушение нефтегазосепараторов в случае повышения давления, на сепараторах установлены предохранительные клапаны типа СППК.

Углеводородный газ, выделившийся в сепараторах НГС-01 и НГС-02, направляется в газовый сепаратор С-01 для дополнительной очистки от капельной жидкости. Углеводородный конденсат из сепаратора С-01 поступает в трубопровод на выход нефти из ОВ-01 и ОВ-02.

Нефтяная эмульсия из входных сепараторов НГС-01 и НГС-02 проходит через путевые подогреватели нефти П-01, П-02, П-03 и П-04, где нагревается до температуры от 45 до 50 °С. Высокая температура обеспечивает глубокое обезвоживание эмульсии. Топливо сжигается в топке подогревателя, а продукты сгорания выводятся из топки в атмосферу через дымовую трубу.

По необходимости эмульсия может быть направлена напрямую в сепараторы второй ступени ОВ-01 и ОВ-02, минуя путевые подогреватели, с помощью байпасного трубопровода.

Нефть из сепараторов второй ступени ОВ-01 и ОВ-02 направляется для дегазации в аппарат конечной ступени сепарации КС-1. Выделившийся углеводородный газ из КС-1 направляется для сжигания в факельную установку низкого давления (ФНД). Пластовая вода из сепараторов ОВ-01 и ОВ-02 сбрасывается на очистные сооружения по межфазному уровню, а подтоварная вода отстаивается в РВС-01. Нефть, уловленная в РВС-01, откачивается насосами БН-01 и БН-02 на вход КС-1.

Насосная станция БНПН взаимодействует с сооружениями подготовки воды и откачивает воду из резервуаров РВС-01. Товарная нефть из резервуаров РВС-02 и РВС-03 под давлением столба жидкости поступает на блок насосов внешней откачки (БНВО) через задвижки. Через насосы внешней откачки нефть откачивается на установку подготовки нефти (УПН) через оперативный узел учета нефти (СИКНС) и существующий напорный нефтепровод [1].

3 Проектирование системы автоматизации сепаратора

3.1 Трехуровневая структура АС

В разработанной автоматизированной системе использован принцип трехуровневой иерархической архитектуры. Данная архитектура состоит из трех уровней: полевого уровня (нижний уровень), контроллерного уровня (средний уровень) и информационно-вычислительного уровня (верхний уровень). Схема трехуровневой структуры АС представлена в приложении Ж в соответствии с подобранным оборудованием.

3.1.1 Полевой уровень

Полевой уровень трехуровневой структуры автоматизированной системы (АС) играет важную роль в сборе данных и управлении процессами на местах. Этот уровень представляет собой интерфейс между физическими устройствами и вычислительной системой, обеспечивая передачу информации между ними.

На полевом уровне установлены различные устройства, такие как датчики, исполнительные механизмы, приводы, контроллеры и другие устройства, которые осуществляют измерение параметров, контроль и управление в реальном времени. Датчики на полевом уровне собирают данные о состоянии объектов или процессов, например, измеряют температуру, давление, уровень жидкости и другие физические величины. Исполнительные механизмы и приводы отвечают за выполнение команд и управление устройствами, например, открывают и закрывают задвижки, включают и выключают насосы и т.д.

Особенностью полевого уровня является его распределенная структура, то есть устройства на этом уровне размещены непосредственно на объекте управления или в его непосредственной близости. Это позволяет снизить время отклика и повысить надежность системы, так как данные собираются и обрабатываются на месте, минимизируя задержки при передаче информации на более высокие уровни.

3.1.2 Контроллерный уровень

На среднем уровне автоматизированной системы находится программируемый логический контроллер (ПЛК). ПЛК выполняет функции сбора и первичной обработки информации от устройств на нижнем уровне, контроля текущих параметров и обмена данными с операторским рабочим местом.

ПЛК формирует команды управления процессом на основе встроенной логики контроллера, операторских команд и данных, поступающих от датчиков. Он обрабатывает полученную информацию и генерирует управляющие сигналы для регулирующих клапанов и насосов.

При помощи своих встроенных алгоритмов и программ ПЛК анализирует текущее состояние системы, сравнивает его с заданными параметрами и принимает соответствующие управляющие решения. Это может включать регулирование потока жидкости или газа, изменение положения регулирующих клапанов или включение/выключение насосов.

3.1.3 Информационно-вычислительный уровень

На верхнем уровне автоматизированной системы происходит обработка и структурирование информации, полученной с нижних уровней. Здесь создается база данных, которая содержит собранные данные. Операторы могут видеть необходимые параметры на мнемосхемах, где отображается графическое представление системы, их состояния и значения. Также на этом уровне осуществляется регистрация и хранение данных на серверах.

Для удобства фиксации значений и технологических режимов работы системы автоматически генерируется отчетная документация. Это позволяет операторам и другим заинтересованным лицам получать полные отчеты о работе системы и ее параметрах.

3.2 Проектирование функциональной схемы автоматизации

Функциональная схема автоматизации представляет собой графическое представление логической структуры системы автоматизации. Она

показывает взаимосвязи и взаимодействие между различными компонентами и подсистемами системы автоматизации.

Функциональная схема включает в себя блоки, представляющие отдельные функциональные элементы системы, и линии связи, обозначающие потоки информации и сигналов между этими элементами. Блоки могут включать в себя датчики, исполнительные устройства, контроллеры и другие элементы системы.

Функциональная схема автоматизации, выполненная в соответствии с ГОСТ 21.408-2013 [6], представлена в Приложении Б.

Первый канал – измерительный канал температуры с функцией сигнализации в виде лампочки на операторном щите. Сигнализация запускается при отклонении показаний датчиков от уставных значений.

Второй канал является каналом измерения давления с функцией сигнализации, о чём свидетельствует лампочка на операторном щите. Также здесь происходит контроль давления с последующими мониторингом, регистрацией и управлением в SCADA-системе.

Третий канал и пятый канал являются каналами управления задвижками и проходят через контроллеры.

Четвертый канал – является каналом для управления уровнем жидкости в сепараторе.

Шестой канал - измерительный канал уровня жидкости в сепараторе с функцией сигнализации в виде лампочки на операторном щите.

Расход нефти, отводимой на подогреватель нефти П-01, регулируется измерительным каналом 7 с последующим отображением показаний на операторном щите.

Восьмой канал является измерительным каналом расхода газа, отводимого из сепаратора в газосепаратор. Отображение происходит на операторном щите. Сигнализации в этом канале не предусмотрено.

4 Выбор алгоритмов управления АС

Алгоритмы управления играют важную роль в автоматизированных системах, обеспечивая оптимальное функционирование и достижение поставленных целей.

В ходе выполнения работы были разработаны следующие алгоритмы:

- алгоритм сбора данных измерений с измерительного канала температуры;
- алгоритм запуска/останова сепаратора;
- алгоритм автоматического регулирования давления газа в сепараторе.

Для представления алгоритма запуска/останова сепаратора и сбора данных будет использован соответствующий нормативный документ [5].

4.1 Алгоритм по сбору данных

Алгоритм сбора данных измерений является важной частью автоматизированной системы и позволяет получать и обрабатывать информацию с различных измерительных каналов.

В качестве канала измерения был выбран измерительный канал температуры в сепараторе. Для эффективного сбора данных с этого канала разрабатывается соответствующий алгоритм, приведенный в приложении Д.

4.2 Алгоритм запуска и останова сепаратора

Блок-схемы алгоритмов запуска и останова сепаратора представлены в приложении Е.

4.2.1 Алгоритм запуска сепаратора

Для успешного запуска и выхода на режим необходимо выполнить следующие действия:

- 1) проверить состояние всех систем и убедиться, что все необходимые условия для запуска сепаратора выполнены;
- 2) подать питание на блок измерительно-регулирующий;
- 3) запустить подогреватели нефти П-01 и П-02;

4) установить начальные параметры работы сепаратора, такие как давление, температура, скорость потока и другие, согласно требованиям процесса;

5) открыть входную задвижку № 12 для поступления в сепаратор жидкости с кустовых площадок месторождений;

6) после заполнения сепаратора на 50-60 % открыть задвижки по выходу потоков жидкости и газа;

7) направить нефть на П-01, П-02;

8) выполнять мониторинг. По достижении стабильной работы и поддержания необходимых параметров сепаратора, считать запуск завершенным и перейти к нормальному режиму работы сепаратора.

4.2.2 Алгоритм останова сепаратора

Для останова работы сепаратора необходимо:

1) закрыть входную задвижку № 12;

2) отключить подогреватели нефти П-01, П-02;

3) снизить до минимума уровень жидкости в сепараторе и закрыть выходные задвижки;

4) при давлении больше 0,01 МПа открыть воздушник;

5) откачать оставшуюся жидкость в РВС.

4.3 Разработка САР давления газа в сепараторе

Для поддержания давления в трубопроводе, исходящем от сепаратора, в пределах заданных значений, используется алгоритм пропорционально-интегрально-дифференциального (ПИД) регулирования. Этот алгоритм обеспечивает высокое качество регулирования, быстрое время достижения заданного режима и устойчивость к внешним воздействиям. Он сочетает в себе пропорциональную, интегральную и дифференциальную составляющие для эффективного регулирования давления.

На объекте управления, который представляет собой участок трубопровода, выходящий из сепаратора, осуществляется регулирование давления газа. Датчик давления измеряет выходное давление объекта

управления, которое затем сравнивается с заданным значением. На основе этого сравнения вычисляется ошибка регулирования. Данная ошибка поступает на ПИД-регулятор, который формирует управляющее воздействие. Далее, это воздействие направляется на преобразователь, который преобразует его в напряжение для питания электропривода задвижки.

Электропривод использует эту электрическую энергию и оказывает воздействие на задвижку. При этом воздействии задвижки изменяется давление в трубопроводе, что позволяет поддерживать заданное значение давления.

Целью управления является поддержание давления на выходе объекта на уровне 0,6 МПа. Для этого используется ступенчатое воздействие в качестве задания, которое изменяет свое значение с 0 на 0,6 при запуске программы.

Находящийся под управлением объект представляет собой сегмент трубопровода, который простирается между точкой, где производится измерение давления, и регулирующим органом. Для описания связи между управляющим сигналом и выходным давлением в этом сегменте используется передаточная функция [10] в формуле (1).

$$W(s) = \frac{Q_k(s)}{Q(s)} = \frac{1}{Ts + 1} e^{-\tau_0 s}, \quad (1)$$

где $Q_k(s)$ — объемный расход газа после задвижки;

$Q(s)$ — измеряемый расход газа;

T — постоянная времени;

τ_0 — запаздывание.

Постоянная времени и запаздывание находятся по формулам (2) и (3). Для их упрощения используются формулы (4) и (5).

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q}, \quad (2)$$

$$\tau_0 = \frac{Lf}{Q}, \quad (3)$$

$$c = \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}}, \quad (4)$$

$$f = \frac{\pi d^2}{8}, \quad (5)$$

где f – площадь сечения трубы;

ρ – плотность газа;

d – диаметр трубы;

Δp – перепад давления;

L – длина участка трубы между точкой измерения и точкой регулирования;

Преобразованные формулы постоянной времени и запаздывания находятся по формулам (6) и (7):

$$T = \frac{2L}{Q} \left(\frac{Q}{f} * \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}} \right)^2 = \frac{LQ}{f} * \frac{\rho}{\Delta p}, \quad (6)$$

$$\tau_0 = \frac{L}{Q} * \frac{\pi r^2}{2}. \quad (7)$$

Таблица 1 – Параметры трубопровода

Параметр	Значение
Плотность газа	850 кг/м ³
Объемный расход газа	480 м ³ /ч
Длина участка трубы	4 м
Диаметр трубы	300 мм
Перепад давления	0,01 МПа

Подставим значения из таблицы 1 и получим передаточную функцию объекта управления по формуле (8):

$$W(s) = \frac{1}{0.28s + 1} e^{-0.47s}. \quad (8)$$

Исполнительный механизм (регулирующая задвижка) описывается интегральным звеном по формуле (9):

$$W_3(p) = \frac{1}{p}. \quad (9)$$

Также были введены усилительные звенья для преобразования угла поворота в перемещение, а затем в поток газа.

Упрощенно можно описать асинхронный двигатель переменного тока с использованием модели апериодического звена первого порядка по формуле (10). Для вычисления параметров асинхронного двигателя используются формулы (11) и (12).

$$W_{дв}(p) = \frac{K_{дв}}{T_{дв}p + 1}, \quad (10)$$

$$T_{дв} = \frac{\omega_n J}{M_k}, \quad (11)$$

$$K_{дв} = \frac{\omega_n}{f_{max}}, \quad (12)$$

где $T_{дв}$ – постоянная времени;

M_k – крутящий момент;

f_{max} – максимальная значение частоты управления.

J – момент инерции;

ω_n – номинальная скорость.

Таблица 2 – Параметры электропривода [9]

ω_n	1000 рад/с
M_k	60 Н·м
J	0,45
I_{max}	20 мА

Значения были взяты из паспорта изделия. Получим передаточную функцию асинхронного двигателя по формуле (13), подставив значения из таблицы 2:

$$W_{дв}(p) = \frac{3,14}{1,18p + 1}. \quad (13)$$

Частотный преобразователь также упрощенно можно описать апериодическим звеном первого порядка по формуле (14). Для вычисления параметров частотного преобразователя используются формулы (15) и (16).

$$W_{чп} = \frac{K_{чп}}{T_{чп}p + 1}, \quad (14)$$

$$T_{чп} = \frac{T_{эд}}{3}, \quad (15)$$

$$K_{чп} = \frac{f_{max}}{I_{max}}, \quad (16)$$

где $T_{чп}$ – постоянная времени;

f_{max} – максимальное значение частоты управления;

$K_{чп}$ – коэффициент усиления;

I_{max} – максимальное значение тока управления.

Проведем необходимые преобразования и вычисления, в результате передаточная функция выглядит следующим образом:

$$W_{чп} = \frac{2,5}{0,393p + 1}. \quad (17)$$

Воспользуемся программным пакетом Matlab Simulink, чтобы построить структурную схему данной системы, подобрать коэффициенты ПИД-регулятора, а также получить переходную характеристику.

Структурная схема системы изображена на рисунке 1.

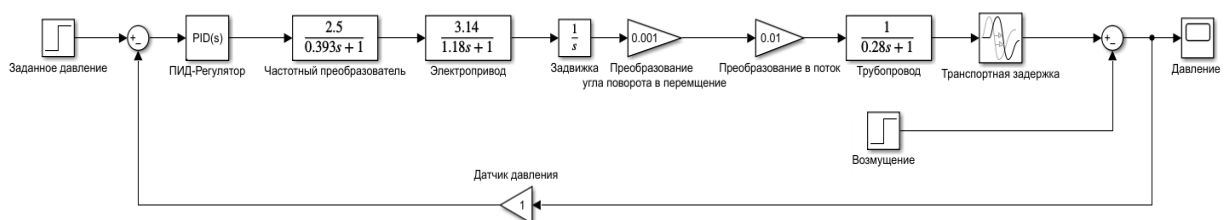


Рисунок 1 – Структурная схема системы

Для подбора коэффициентов ПИД-регулятора воспользуемся функцией автонастройки в Simulink, в результате чего получим следующие коэффициенты: $K_p = 0,5$, $K_I = 0,0235$, $K_D = 0,8$.

График переходного процесса САР представлен на рисунке 2. На оси абсцисс откладывается время, на оси ординат – значения измерения давления.

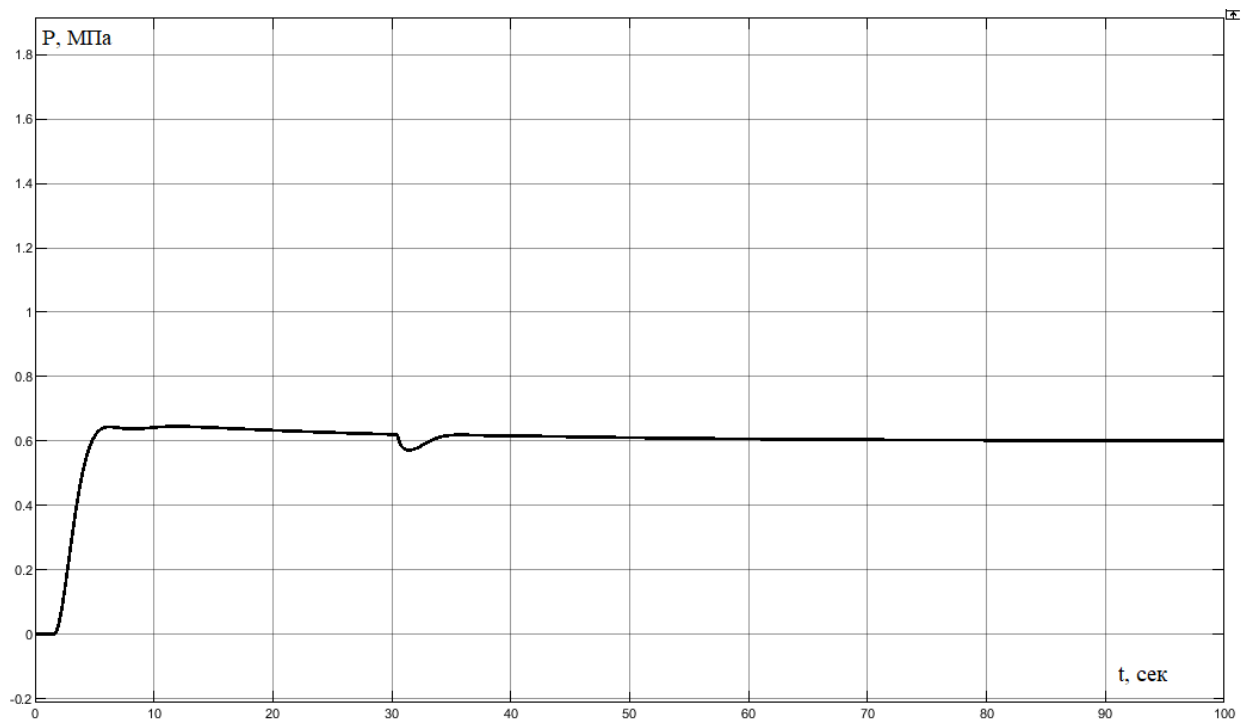


Рисунок 2 – Переходная характеристика системы

Из анализа графика переходного процесса можно сделать вывод, что время переходного процесса системы около 5 секунд. После достижения установившегося состояния система проявляет устойчивость. Кроме того, наблюдается поддержание заданного значения давления при возникновении возмущения на 30 секунде.

5 Выбор средств автоматизации

Выбор средств автоматизации осуществляется согласно стандартам и требованиям технического регламента с учетом метрологических и режимных факторов [2].

5.1 Технические характеристики сепаратора

На дожимной насосной станции Долинного месторождения используется нефтегазовый сепаратор, объем которого составляет 50 м³, рабочее давление равно 0,6 МПа, диапазон рабочих температур равен от 5 до 30 °С, диапазон уровня жидкости равен от 500 до 1600 мм, диаметр – 2400 мм, высота – 12944 мм [1].

На основании данных параметров и технического задания необходимо выбрать средства автоматизации, которые будут удовлетворять метрологическим и техническим требованиям. Предел допустимой погрешности измерений не должен быть выше $\pm 1,5 \%$.

5.2 Выбор контроллерного оборудования

Для управления задвижками на выходах из сепаратора первой ступени сепарации необходимо использовать программируемый логический контроллер (ПЛК). Этот контроллер функционирует на командах оператора, заданной программе и информации, получаемой с измерительных устройств на полевом уровне. В процессе выбора ПЛК были рассмотрены несколько вариантов, включая Segnetics Matrix-1020-70-0, ЭЛСИ-ТМК, ОВЕН ПЛК210, МКLogic 500. Результаты сравнительного анализа представлены в таблице 3. На этой основе был выбран контроллер ОВЕН ПЛК210 (рисунок 3), он имеет достаточное количество дискретных и аналоговых вводов/выводов, приемлемую цену и произведён отечественным производителем, что немаловажно.



Рисунок 3 – Контроллер ОВЕН ПЛК210

Таблица 3 – Сравнение ПЛК.

Название контроллера	Segnetics Matrix-1020-70-0	ЭЛСИ-ТМК	ОВЕН ПЛК210	MKLogic 500
Интерфейсы	USB, RS-485, Ethernet	RS-485, RS-232, Ethernet	RS-485, RS-232, USB, Ethernet	Ethernet, RS-485
Время выполнения операций	2 мс	1 мс	5 мкс	-
Рабочая температура	От минус 20 до плюс 55 °С	От минус 25 до плюс 60 °С	От минус 40 до плюс 55 °С	От минус 40 до плюс 55 °С
Протокол передачи данных	Modbus RTU/TCP/ASCII, USB, EtherNet/IP	Modbus RTU/TCP, EtherNet TCP/IP	Modbus RTU/ASCII/ TCP, ОВЕН, CODESYS gateway	Modbus RTU/TCP, OPC UA, МЭК 60870-5-104
Аналоговый ввод/вывод	8/2	До 24 каналов на модуль	8/4	16/8
Дискретный ввод/вывод	8/6	До 64 каналов на модуль	12/8	16/12
Наработка на отказ	-	90 000 ч	60 000 ч	100 000 ч
Цена	33 268 руб.	По запросу	64 620 руб.	160 000 руб.

Главные особенности и преимущества контроллера ПЛК210:

- Высокая производительность с процессором ARM Cortex-A8 и большим объемом памяти.
- Расширенные коммуникационные возможности, включая поддержку Ethernet и промышленных протоколов.
- Увеличенная надежность с двойным вводом питания и поддержкой кольцевой топологии Ethernet.
- Эргономичный корпус с удобным креплением, съемными клеммниками и легко заменяемой батареей.
- Эксплуатация в тяжелых условиях с расширенным диапазоном питающего напряжения и температуры окружающей среды [12].

5.3 Выбор датчиков

5.3.1 Выбор датчиков давления

Для контроля рабочего давления в сепараторе необходимо установить датчик давления. В процессе сравнительного анализа были рассмотрены следующие модели: ОВЕН ПД200-ДИ, Метран-100 (рисунок 4), Метран-150CG и Элемер-АИР-30М. В результате выбора был предпочтён датчик Метран-100, так как он соответствует требованиям, установленным в технологическом регламенте, включая определённый диапазон измерений. Кроме того, этот датчик не превышает заданный предел допускаемой погрешности и обладает низкой стоимостью. Результаты сравнительного анализа представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Сравнение датчиков давления

Название датчика	Метран-150CG	Элемер-АИР-30М	Метран-100	ОВЕН ПД200-ДИ
Погрешность измерений	$\pm 0,08\%$	$\pm 0,075\%$	$\pm 0,25\%$	$\pm 0,1\%$
Диапазон температур контролируемой среды	От минус 40 до плюс 80 °C	От минус 50 до плюс 70 °C	От минус 40 до плюс 70 °C	От минус 40 до плюс 100 °C

Продолжение таблицы 4 – Сравнение датчиков давления

Диапазон измерений	От 0 до 10 МПа	От 0,1 до 16 МПа	От 0 до 6 МПа	От 0 до 7 МПа
Степень	IP66	IP67	IP65	IP65
Средний срок службы	20 лет	5 лет	12 лет	12 лет
Выходной сигнал постоянного тока	(4-20) мА с HART-протоколом	(4-20) с HART-протоколом	(4-20) мА с HART-протоколом	(4-20) мА
Цена	от 79 900р	от 69 950р	от 19000 р	от 45600



Рисунок 4 - Датчик давления Метран-100

Сигналы, которые могут быть использованы, включают токовые, цифровые с использованием одного из доступных протоколов, а также цифровые с использованием протоколов обмена ICP или Modbus. В состав датчика давления входят преобразователь давления и электронный преобразователь с унифицированным сигналом. Принцип работы данного устройства заключается в том, что измеряемая среда проходит через камеру сенсорного блока и вызывает изменение физического состояния тензопреобразователя. Это изменение приводит к изменению сопротивления.

Затем преобразователь датчика давления преобразует это изменение сопротивления в токовый выходной сигнал [15].

5.3.2 Выбор датчика уровня

Для обнаружения неконтролируемых изменений уровня жидкости необходим датчик уровня жидкости, также известный как уровнемер. Для проведения сравнительного анализа доступных на рынке решений были рассмотрены следующие виды уровнемеров: ЭЛЕМЕР-УПП-11, VEGACAL 62, ДУУ2М, ОВЕН ПДУ-И. Основными критериями выбора датчика уровня являются предел допускаемой погрешности и диапазон измерений, учитывая технические характеристики сепаратора и требования технического задания. На этой основе был выбран уровнемер ДУУ2М (рисунок 5). Результаты сравнительного анализа представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Сравнение уровнемеров

Название датчиков	ЭЛЕМЕР-УПП-11	VEGACAL 60	ДУУ2М	ОВЕН ПДУ-И
Погрешность измерений	±5 мм	±2 мм	±3 мм	±0,2 %
Диапазон температур	От минус 30 до плюс 85 °С	От минус 50 до плюс 200 °С	От минус 45 до плюс 65 °С	От минус 60 до плюс 125 °С
Диапазон	От 400 до 6000 мм	До 6000 мм	От 150 до 4000 мм	От 250 до 4000 мм
Степень защиты	IP67	IP68	IP68	IP65
Давление среды	До 2,5 МПа	0,6 МПа	До 2 МПа	До 1 МПа
Выходной сигнал постоянного тока	(4-20) мА/HART, Foundation Fieldbus, Modbus	(4-20) мА /HART, Foundation Fieldbus, Modbus	(4-20) мА (0-20) мА	(4-20) мА
Цена	По запросу	от 107 220 руб.	от 37 000 руб.	17 850 руб.



Рисунок 5 - Уровнемер ДУУ2М

Датчик уровня ультразвуковой ДУУ2М предназначен для непрерывного контроля состояния (положения уровня, уровней раздела сред, давления и температуры) многофазных жидкостей в емкостях высотой до 4 м. Контролируемая среда: нефть и другие агрессивные и неагрессивные среды с температурой от минус 45 до плюс 65 °С. Способен одновременно измерять до четырех параметров контролируемой среды. Принцип действия основан на магнитострикционном эффекте, контроль положения уровней раздела сред ведется с помощью поплавков настраиваемой плотности [16].

5.3.3 Выбор расходомера

Для измерения расхода жидкости и газа в сепараторе был выбран расходомер NovaMAG (рисунок 6) от российской компании Piezus после сравнительного анализа с другими доступными вариантами, такими как Метран-350, ЭЛЕМЕР-РВ и РИЗУР-ДОТ. Основными критериями выбора были предел допускаемой погрешности и диапазон измерений, установленные в техническом задании. Результаты сравнительного анализа представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Сравнение расходомеров

Название	ЭЛЕМЕР-РВ	РИЗУР-ДОТ	NovaMAG	Метран-350
Условный проход	От 4,5 до 107390 м ³ /ч	От 0,11 до 135 м ³ /ч	От 0 до 90 000 м ³ /ч	От 50 до 2400 м ³ /ч
Погрешность измерений	±1 %	±0,5 %	±0,25 %	±0,8 %
Температура измеряемой среды	От минус 50 до плюс 350 °С	От минус 30 до плюс 240°С	От минус 40 до плюс 150 °С	От минус 40 до плюс 400 °С
Давление измеряемой среды	До 20 МПа	До 25 МПа	до 4 МПа	до 25 МПа
Степень защиты	IP68	IP68	IP68	IP68
Выходной сигнал постоянного тока	(4-20) мА /HART	(4-20) мА/HART, Foundation Fieldbus, Modbus	(4-20) мА /HART	(4-20) мА /HART, Foundation Fieldbus, WirelessHART
Цена	От 70 000 руб.	От 50 000 руб.	70 000 руб.	57 430 руб.



Рисунок 6 - Расходомер NovaMAG

NovaMAG – это электромагнитный расходомер с высокой точностью и стабильностью измерений. Он обладает широким диапазоном условных диаметров труб и различными выходными сигналами, включая импульсный, частотный и токовый. Расходомер оснащен цифровыми интерфейсами RS-485 (Modbus RTU) и HART (опционально). Он способен измерять объемный расход и скорость среды при различных температурах и давлениях. NovaMAG имеет встроенную функцию самоочистки электродов для предотвращения отложений и доступен в компактном и раздельном исполнении. Раздельное исполнение рекомендуется для условий высокой температуры, вибраций и затрудненного доступа к месту монтажа [14].

5.3.4 Выбор датчика температуры

Были рассмотрены различные варианты датчиков температуры, включая ЭЛЕМЕР ТС-1088, Метран-271, KOBOLD LTS-K (рисунок 7) и KOBOLD TTL, согласно списку ведущих производителей оборудования. Основные критерии выбора датчика, определенные техническим заданием, включают предел допускаемой погрешности и диапазон измерений. На основе этих критериев был выбран датчик KOBOLD LTS-K [13]. Результаты сравнительного анализа представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Сравнение датчиков температур

Название	KOBOLD LTS-K	KOBOLD TTL	Метран-271	ЭЛЕМЕР ТС-1088
Диапазон измерений	От минус 50 до плюс 250 °С	От минус 200 до плюс 1600 °С	От минус 40 до плюс 600 °С	От минус 196 до плюс 600 °С
Температура окружающей среды	От минус 35 до плюс 70 °С	От минус 40 до плюс 80 °С	От минус 40 до плюс 65 °С	От минус 40 до плюс 85 °С
Погрешность	±0,2 %	±1 %	±0,5 %	±0,08°С
Степень защиты	IP68	IP66	IP66	IP68

Продолжение таблицы 7 - Сравнение датчиков температур

Выходной сигнал постоянного тока	(4-20) мА	4-20) мА /HART	(4-20) мА	(4-20) мА /HART, Foundation Fieldbus, WirelessHART
Цена	от 17 800 руб.	По запросу	от 10 460 руб.	от 48 850 руб.



Рисунок 7 – Термометр сопротивления LTS-K

Технология измерений при помощи термометров сопротивления LTS-R производства KOBOLD основана на изменении сопротивления платины в зависимости от измеряемой температуры. Приборы могут иметь различные типы электрического присоединения, такие как 2- или 3-проводная технология, в зависимости от входа вычислительного устройства. Также возможно присоединение термометра сопротивления к 4-20 мА входу через встроенный 2-проводной трансмиттер. Применение термометров сопротивления LTS-R KOBOLD допускает измерение температуры продуктов питания, высоких температур и в местах с ограниченными условиями монтажа [13].

5.4 Выбор исполнительных механизмов

5.4.1 Выбор регулирующего клапана

Исполнительное устройство выполняет функцию передачи управляющих сигналов от регулятора к объекту управления путем перемещения регулирующего органа.

Для достижения устойчивости регулируемой величины необходимо осуществлять корректировку процесса в соответствующем направлении с использованием исполнительного устройства и регулирующего воздействия. Исполнительный механизм был выбран из ассортимента предлагаемых компанией «Авангард» [37]. Выбор обусловлен показателем пропускной способности, что является главным критерием выбора.

В соответствии с РТМ 108.711.02-79 [8] пропускную способность можно рассчитать по формуле (18):

$$K_{vy} = 10^{-2} * Q_{MAX} * \sqrt{\frac{\rho}{\Delta P}}, \quad (18)$$

где K_{vy} – пропускная способность клапана;

Q_{MAX} – значение расхода при номинальном режиме работы оборудования;

ΔP – значение перепада давления;

ρ – плотность среды.

Воспользуемся техническими параметрами из таблицы 8.

Таблица 8 – Данные для расчета пропускной способности [1]

ρ (для нефти)	ρ (для воды)	ΔP	Q_{MAX}
990 кг/м ³	997 кг/м ³	0,01 МПа	97 м ³ /ч

В результате расчетов получим значение пропускной способности клапана $K_{vy} = 291$ для воды и $K_{vy} = 306$ для нефти.

Воспользуемся формулой (19) и таблицей 8 для определения максимальной пропускной способности клапана сброса газа:

$$K_{vy} = \frac{Q_{max}}{529} * \sqrt{\frac{\rho * T}{\Delta P * P2}}, \quad (19)$$

где $P2$ – абсолютное давление среды;

T – абсолютная температура среды.

Таблица 9 – Данные для расчета пропускной способности клапана газа [1]

ρ (для газа)	ΔP	Q_{max}	$P2$	T
1,3 кг/м	0,01 МПа	93500 м ³ /ч	0,8	20

Подставив значения из таблицы 9, рассчитаем пропускную способность клапана для сброса газа равную 1253.

Рассчитав необходимые параметры, был выбран следующий клапан: Клапан стальной односедельный ДУ-300 с электрическим исполнительным механизмом (рисунок 8).



Рисунок 8 – Регулирующий клапан ДУ-300

Технические характеристики представлены в таблице 10:

Таблица 10 - Технические характеристики ДУ-300

Характеристика	Значение
Условная пропускная способность	1600 м ³ /ч
Температура рабочей среды	От -40 до 450 °С
Температура окружающей среды	От -40 до 50 °С
Рабочее давление	1.6 МПа
Корпус	Легированная сталь

5.5 Схема соединений внешних проводов

Внешние проводные соединения представляют собой схему связей, которые объединяют различные приборы и средства автоматизации на оборудовании, включая трубопроводы и воздухопроводы. Сигналы от датчиков и исполнительных механизмов передаются по контрольным кабелям в клеммные соединительные коробки (КСК) и затем в щит оператора. Для защиты электрических цепей от электрических полей и использования в агрессивных средах выбран экранированный и негорючий кабель КВВГЭнг (рисунок 11). Кабель состоит из медных жил, изолированных и обернутых в пластиковую оболочку, и предназначен для подключения к электроаппаратуре и электроприборам в электротехнических системах.



Рисунок 11 – Кабель КВВГЭнг

Схема соединений внешних проводов представлена в приложении В.

6 Экранные формы АС

Для управления автоматизированными системами (АС) используется SCADA-система Simatic WinCC. Эта SCADA-система предназначена для оперативного мониторинга и управления процессами, производственными линиями, машинами и установками во всех секторах промышленного производства. Она позволяет создавать как простые одноместные станции операторов, так и мощные распределенные многоместные компьютерные системы с обычными или резервированными серверами и Web-клиентами. Система оснащена мощным интерфейсом для связи с процессом, пригодна для работы со всем спектром систем автоматизации SIMATIC, обеспечивает защиту данных и возможность их архивирования, обладает высокой производительностью, поддерживает резервированные структуры управления. SCADA-система является информационным центром, обеспечивающим поддержку принципа вертикальной интеграции в масштабах всей компании. Базовая конфигурация системы обладает высокой универсальностью и может быть использована для построения систем управления самого разнообразного назначения [20].

Разработка экранной формы приведена в приложении Г. Мнемосхема включает в себя сепаратор первой ступени сепарации и основные параметры технологического процесса, включая расход нефти и газа, давление, температуру, уровень нефти в сепараторе, а также степени открытия регулирующих клапанов. Мнемосхема также предоставляет поля, где можно задать уставки для уровня и давления.

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
8Т91	Макеву Адиль Нурлановичу

Школа	Инженерная школа информационных технологий и робототехники (ИШИТР)	Отделение школы (НОЦ)	Отделение автоматизации и робототехники (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	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	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	Расчет интегрального показателя ресурсной и финансовой эффективности для видов исполнения НТИ.

Перечень графического материала:

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.02.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН ШИП	Жиронкин С. А.	Д.Э.Н., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т91	Макев Адиль Нурланович		

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Одним из важных условий для поиска финансирования исследования и коммерциализации его результатов является оценка коммерческой ценности проекта. Коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только его техническими параметрами по сравнению с конкурентами, но также финансовыми аспектами, включая востребованность на рынке, бюджет проекта, сроки выхода на рынок, уникальность и другие факторы.

В результате, целью данного раздела является разработка и создание конкурентоспособных технологий и разработок, соответствующих современным требованиям в области эффективного использования ресурсов и экономии ресурсов.

7.1 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации, специализирующиеся в нефтегазовой отрасли, в частности – нефтедобывающие компании. Для данных предприятий разрабатывается автоматизированная система управления двухфазным нефтегазовым сепаратором первой ступени сепарации.

В таблице 11 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические разработки в области проектирования АСУ ТП. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Таблица 11 – Оценочная карта

Критерии оценивания	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП	Существующая АСУ ТП на месторождении	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП	Существующая АСУ ТП на месторождении	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Безопасность	0,1	5	2	3	0,5	0,2	0,3
Энергоэкономичность	0,05	3	3	4	0,15	0,15	0,2
Надежность	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
Повышение производительности	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
Удобство в эксплуатации	0,03	3	2	4	0,09	0,06	0,12
Простота эксплуатации	0,03	3	2	4	0,09	0,06	0,12
Потребность в ресурсах памяти	0,07	4	2	3	0,28	0,14	0,21
Функциональная мощность	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
Уровень проникновения на рынок	0,07	1	5	3	0,07	0,35	0,21
Цена	0,08	4	5	2	0,32	0,4	0,16
Финансирование научной разработки	0,05	2	1	1	0,1	0,05	0,05
Наличие сертификации разработки	0,08	1	3	4	0,08	0,24	0,32
Срок эксплуатации	0,1	4	3	4	0,4	0,3	0,4
Конкурентоспособность	0,07	2	1	4	0,14	0,07	0,28
Срок выхода на рынок	0,07	2	4	5	0,14	0,28	0,35
Итого	1	48	42	51	3,31	2,90	3,42

Таким образом, с помощью оценочной карты можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки, такие как более низкая цена относительно сторонней компании, повышенные безопасность и надежность разработки, а также повышенная производительность.

7.2 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 исследований внешней и внутренней среды проекта. SWOT-анализ показывает сильные и слабые стороны проекта, позволяет эффективно использовать возможности и быстро реагировать на угрозы, что помогает выстраивать маркетинговые и управленческие стратегии. В таблице 12 приведена упрощенная матрица SWOT-анализа.

Таблица 12 – Упрощенная матрица SWOT-анализа

Сильные стороны проекта: С1. Актуальность разработки. С2. Экономичность и энергоэффективность проекта. С3. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. С4. Повышенная надежность разработки. С5. Повышенная безопасность разработки.	Слабые стороны проекта: Сл1. Отсутствие физической реализации. Сл2. Отсутствие сертификация разработки. Сл3. Медленный процесс вывода на рынок готовой системы. Сл4. Большой срок поставок оборудования. Сл5. Низкий изначальный уровень проникновения на рынок.
Возможности: В1. Использование инфраструктуры ТПУ. В2. Использование существующего лицензионного ПО. В3. Увеличение клиентской базы. В4. Повышение стоимости конкурентных разработок.	Угрозы: У1. Большая конкуренция. У2. Введение новых государственных стандартов и требований сертификации. У3. Увеличение расходов на оборудование в связи с политическим фактором; У4. Отсутствие спроса на новые технологии. У5. Несвоевременное финансовое обеспечение

Следующим этапом выявим соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям для выявления степени необходимости проведения стратегических изменений (таблица 13).

Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта

		Сильные стороны проекта					Слабые стороны проекта				
		С1	С2	С3	С4	С5	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
Возможности проекта	В1	+	+	+	+	+	0	-	0	0	+
	В2	+	+	0	+	+	+	0	0	0	0
	В3	+	+	+	+	+	-	-	-	0	+
	В4	-	0	+	0	0	0	0	+	-	+
Угрозы проекта	У1	-	+	+	+	+	-	-	+	0	-
	У2	0	+	0	0	0	0	-	-	+	-
	У3	0	+	+	+	+	-	0	-	+	-
	У4	+	+	+	+	+	-	-	-	-	+
	У5	+	+	0	+	+	0	0	-	-	-

В ходе анализа интерактивной матрицы можно выделить несколько коррелирующих между собой сильных сторон и возможностей, а именно: В1С1-С5 и В3С1-С5. Обе записи являются траекториями реализации проекта. В случае, когда две возможности коррелируют с одними и теми же сильными сторонами, с большой вероятностью можно говорить об их единой природе.

На основе анализа интерактивной матрицы составим итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 14).

Таблица 14 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны проекта: С1. Актуальность разработки. С2. Экономичность и энергоэффективность проекта. С3. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. С4. Повышенная надежность разработки. С5. Повышенная безопасность разработки.	Слабые стороны проекта: Сл1. Отсутствие физической реализации. Сл2. Отсутствие сертификации разработки. Сл3. Медленный процесс вывода на рынок готовой системы. Сл4. Большой срок поставок оборудования. Сл5. Низкий изначальный уровень проникновения на рынок.
Возможности: В1. Использование инфраструктуры ТПУ. В2. Использование существующего лицензионного ПО. В3. Увеличение клиентской базы. В4. Повышение стоимости конкурентных разработок.	В1С1-С5. Инфраструктура ТПУ и компании-партнеры содействуют достижению сильных сторон проекта. В3С1-С5. Актуальность проекта и его сильные стороны в виде повышенной надежности, безопасности и низкой стоимости позволяют увеличить клиентскую базу.	Сл5В3В4. Увеличение клиентской базы может повысить изначальный уровень проникновения на рынок, а повышение стоимости конкурентных разработок – увеличить количество клиентов и, следовательно, ускорить проникновение на рынок.
Угрозы: У1. Большая конкуренция. У2. Введение новых государственных стандартов и требований сертификации. У3. Увеличение расходов на оборудование в связи с политическим фактором. У4. Отсутствие спроса на новые технологии. У5. Несвоевременное финансовое обеспечение	У1С2-С5. Большую конкуренцию на рынке можно нивелировать за счет перечисленных сильных сторон. У3С2-С5. Увеличение расходов на оборудование могут компенсировать сильные стороны проекта, которые перевешивают стоимость. У4С1-С5. Преимущества проекта могут повысить спрос на данную технологию.	Сл4У2У3. Длительный срок поставки оборудования позволит переждать скачки на рынке спроса, а также выиграть время для пересмотра технологии для соответствия новым стандартам.

Таким образом, SWOT-анализ позволяет выстраивать маркетинговые и управленческие стратегии развития. Для рассмотренного проекта можно сделать вывод о том, что его сильные стороны могут нивелировать угрозы.

7.3 Планирование научно-исследовательской работы

7.3.1 Структура работы в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований в рамках ВКР формируется рабочая группа. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В реализации данного проекта участвуют два исполнителя – руководитель и инженер. Разделим выполнение дипломной работы на этапы, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работы	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Разработка и утверждение технического задания	Руководитель
Разработка плана реализации, выбор направления	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Изучение технологического процесса и объектов проектирования	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования, моделирование	5	Проведение обоснования математической модели, проведение теоретических расчетов	Инженер
	6	Проектирование математического модели и проведение экспериментов	Инженер
	7	Сопоставление результатов эксперимента и теоретическими исследованиями	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов и целесообразности проведения работ	Руководитель, инженер
Разработка технической документации, проектирование	9	Разработка функциональной схемы технологического процесса	Инженер
	10	Разработка структурной схемы автоматизации	Инженер

Продолжение таблицы 15 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Разработка технической документации, проектирование	11	Разработка функциональной схемы автоматизации	Инженер
	12	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	13	Разработка блок-схемы алгоритма сбора данных	Инженер
	14	Разработка трехуровневой структурной схемы автоматизации	Инженер
	15	Разработка экранной формы SCADA	Инженер
	16	Реализация передачи данных между средним и верхним уровнями	Инженер
Оформление отчета	17	Составление пояснительной записки	Инженер

7.3.2. Определение трудоемкости выполнения работ

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

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости работ, используется формула (20):

$$t_{ожi} = \frac{3t_{MINi} + 2t_{MAXi}}{5}, \quad (20)$$

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

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ определяется

продолжительность каждой работы в рабочих днях T_P , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле (21):

$$T_{Pi} = \frac{t_{OЖi}}{Ч_i}, \quad (21)$$

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

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

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

7.3.3. Разработка графика проведения научного исследования

В рамках выполнения дипломной работы наиболее удобным и наглядным инструментом для составления план-графика является диаграмма Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться формулой (22):

$$T_{Ki} = T_{Pi} \cdot k_{КАЛ}, \quad (22)$$

где T_{Ki} – продолжительность выполнения i -й работы;

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

$k_{КАЛ}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле (23):

$$k_{КАЛ} = \frac{T_{КАЛ}}{T_{КАЛ} - T_{ВЫХ} - T_{ПР}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} = 1,22 \quad (23),$$

где $T_{КАЛ}$ – количество календарных дней в году;

$T_{ВЫХ}$ – количество выходных дней в году;

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

Рассчитаем значения в календарных днях по каждой работе, округлим до целого числа и сведем результаты в таблицу 16.

Таблица 16 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	t _{MIN}	t _{MAX}	t _{ож}			
Разработка технического задания	2	5	3,2	1	3,2	4
Подбор и изучение материалов по теме	10	25	16	1	16	20
Изучение технологического процесса и объектов проектирования	3	6	4,2	1	4,2	5
Календарное планирование работ	3	4	3,4	2	1,7	2
Проведение обоснования математической модели, проведение теоретических расчетов	10	15	12	1	12	15
Проектирование математической модели и проведение экспериментов	2	4	2,8	1	2,8	4
Сопоставление результатов эксперимента и теоретическими исследованиями	2	4	2,8	1	2,8	4
Оценка эффективности полученных результатов и целесообразности работ	2	5	3,2	2	1,6	2
Разработка функциональной схемы технологического процесса	3	7	4,6	1	4,6	6
Разработка структурной схемы автоматизации	2	4	2,8	1	2,8	4
Разработка функциональной схемы автоматизации	3	6	4,2	1	4,2	5
Разработка схемы внешних проводок	2	5	3,2	1	3,2	4
Разработка блок-схемы алгоритма сбора данных	2	4	2,8	1	2,8	4
Разработка трехуровневой структурной схемы автоматизации	1	3	1,8	1	1,8	2
Разработка экранной формы SCADA	4	8	5,6	1	5,6	7
Реализация передачи данных между средним и верхними уровнями	4	8	5,6	1	5,6	7
Составление пояснительной записки	6	10	7,6	1	7,6	9
Итого	Руководитель				3,3	4
	Инженер				82,5	101

Следующим шагом с помощью таблицы 16 составим календарный график-план. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта. Календарный план-график (диаграмма Ганта) представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Диаграмма Ганта

Вид работы	Исполнитель	Продолжительность выполнения работ														
		Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь		
		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1		
Разработка и утверждение технического задания	Руководитель															
Подбор и изучение материалов по теме	Инженер															
Изучение технологического процесса и объектов проектирования	Инженер															
Календарное планирование работ	Руководитель															
	Инженер															
Проведение обоснования математической модели, проведение теоретических расчетов	Инженер															
Проектирование математической модели и проведение экспериментов	Инженер															
Сопоставление результатов эксперимента и теоретическими исследованиями	Инженер															
Оценка эффективности полученных результатов и целесообразности проведения работ	Руководитель															
	Инженер															

Продолжение таблицы 17 – Диаграмма Ганта

[illegible]

7.4 Бюджет научно-технического исследования

7.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

Данный раздел охватывает стоимость всех материалов, используемых при разработке и проектировании проекта. В таблице 18 приведены материальные затраты на оборудование.

Таблица 18 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Стоимость, руб.
Датчик давления Метран-100	шт.	1	19 000	19 000
Датчик температуры LTS-K	шт.	1	17 800	17 800
Датчик уровня ДУУ2М	шт.	1	37 000	37 000
Расходомер NovaMAG	шт.	2	70 000	140 000
Регулирующий клапан ДУ-300	шт.	2	45 000	90 000
Контроллер ОВЕН-ПЛК210	шт.	1	64 620	64 620
Итого:				368 420

7.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данную статью расхода включают затраты на приобретение лицензионного специализированного программного обеспечения для проектирования среднего уровня автоматизации (CODESYS) и верхнего уровня автоматизации (MasterSCADA), а также для реализации обмена данными между уровнями. Расчет затрат на приобретение лицензионного ПО приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет бюджета затрат на специальное оборудование

Наименование	Количество единиц	Цена за ед., руб.	Стоимость, руб.
CODESYS	1	4 800	4 800
MasterSCADA	1	27 000	27 000
Итого			31 800

7.4.3 Основная заработная плата исполнителей

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников (таблица 20). Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Таблица 20 – Основная заработная плата

Исполнители	Оклад, руб.	кпр	кд	кр	Зм, руб.	Здн, руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, руб.
Руководитель	35 800	0,3	0,4	1,3	72 488	8 376	3,3	30 641
Инженер	16 200		0,2		35 802	5 135	82,5	351 300
Итого:								381 941

7.4.4 Дополнительная заработная плата работников

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующим формулам (24) и (25):

$$З_{\text{доп.рук}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 30\,641 = 4\,596 \text{ руб.} \quad (24)$$

$$З_{\text{доп.исп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 351\,300 = 52\,695 \text{ руб.} \quad (25)$$

7.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Руководитель	30 641 руб.	4 596 руб.
Инженер	351 300 руб.	52 695 руб.
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	30 %	30 %
Итого	114 582 руб.	17 187 руб.

7.4.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по формуле (26):

$$З_{\text{н}} = (\text{Сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}. \quad (26)$$

Отсюда по формуле (27):

$$З_{\text{н}} = (368420 + 31800 + 381941 + 57291 + 131769) \cdot 0,1 = 155\,395. \quad (27)$$

7.4.7 Формирование бюджета затрат проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при

формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет бюджета затрат НТИ

№	Наименование статьи	Сумма, руб.
1	Материальные затраты НТИ	368 420
2	Затраты на специальное оборудование	31 800
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей	381 941
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей	57 291
5	Отчисления во внебюджетные фонды	131 769
6	Накладные расходы	155 395
7	Бюджет затрат НТИ	1 126 616

7.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех и более вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета, с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель определяется по формуле (28):

$$I_{\text{фин}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{Pi}}{\Phi_{\text{MAX}}}, \quad (28)$$

где Φ_{Pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{MAX} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

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

Для определения эффективности были рассмотрены следующие аналоги:

– Аналог 1 – существующая система АСУ ТП, спроектированная компанией АО «Элеси-Про». Система АСУ ТП разработана на базе контроллера ЭЛСИМА и датчиков Yokogawa.

– Аналог 2 – существующая система АСУ ТП, спроектированная компанией АО «СИНЕТИК». Система АСУ ТП разработана на базе контроллеров Simatic и датчиков Метран.

Смета бюджетов для рассмотренных аналогов приведена в таблице 23.

Таблица 23 – Смета бюджетов для рассмотренных аналогов

	Проектируемая АСУ ТП	Аналог 1	Аналог 2
Бюджет затрат, руб.	1 126 616	~ 1 850 000	~ 1 350 000

Рассчитаем интегральный финансовый показатель для трех систем по формулам (29), (30) и (31):

$$I_{\text{финРП}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{Pi}}{\Phi_{\text{МАХ}}} = \frac{1\,126\,616}{1\,850\,000} = 0,6; \quad (29)$$

$$I_{\text{финА1}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{Pi}}{\Phi_{\text{МАХ}}} = \frac{1\,850\,000}{1\,850\,000} = 1; \quad (30)$$

$$I_{\text{финА2}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{Pi}}{\Phi_{\text{МАХ}}} = \frac{1\,350\,000}{1\,850\,000} = 0,73; \quad (31)$$

Далее определим интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения проекта по формуле (32):

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (32)$$

где a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения, устанавливается экспертным путем.

Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта приведена в таблице 24.

Таблица 24 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Реализованный проект	Аналог №1	Аналог №2
Безопасность	0,3	5	5	4
Надежность	0,2	4	4	5
Экономичность	0,2	5	4	4
Удобство в эксплуатации	0,05	4	5	4
Повышение производительности	0,25	5	4	5
Итого	1	4,75	4,35	4,20

Рассчитаем интегральный показатель ресурсоэффективности для трех систем по формулам (33), (34) и (35):

$$I_{RP} = 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,05 + 5 \cdot 0,25 = 4,75; \quad (33)$$

$$I_{A1} = 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,05 + 4 \cdot 0,25 = 4,35; \quad (34)$$

$$I_{A2} = 4 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,05 + 4 \cdot 0,25 = 4,20; \quad (35)$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формулам (36), (37) и (38):

$$I_{исп1} = \frac{I_{RP}}{I_{финRP}^{исп.i}} = \frac{4,75}{0,6} = 7,92; \quad (36)$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{A1}}{I_{финA1}^{исп.i}} = \frac{4,35}{1} = 4,35; \quad (37)$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{A2}}{I_{финA2}^{исп.i}} = \frac{4,2}{0,73} = 5,75. \quad (38)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Результат сравнительной эффективности проекта и сравнительная эффективность анализа (таблица 25) получены с помощью формулы (39):

$$\mathcal{E}_{\text{CP}} = \frac{I_{\text{ИСП1}}}{I_{\text{ИСП2}}} . \quad (39)$$

Таблица 25 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель	0,6	1	0,73
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности	4,75	4,35	4,2
3	Интегральный показатель эффективности	7,92	4,35	5,75
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,67	1	1,36

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о превосходстве выполненной разработки над аналогами как по финансовой эффективности, так и по ресурсной эффективности.

7.6 Выводы по разделу

В ходе выполнения данного раздела были использованы разнообразные аналитические инструменты и проведены расчеты для достижения следующих целей:

- Оценка коммерческого потенциала и перспективности научных исследований, выявление потенциальных потребителей и конкурентных преимуществ разработки, таких как повышение надежности, безопасности, производительности и снижение стоимости.
- Проведение SWOT-анализа для определения стратегий использования возможностей и устранения угроз и слабых сторон.

- Планирование научно-исследовательских работ, расчет трудозатрат и создание календарного плана-графика проекта. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

На основе выполненных задач можно сделать вывод, что проект является конкурентоспособным и более ресурсоэффективным по сравнению с существующими аналогами на рынке.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа		ФИО	
8Т91		Макеву Адилю Нурлановичу	
Школа	Инженерная школа информационных технологий и робототехники (ИШИТР)	Отделение (НОЦ)	Отделение автоматизации и робототехники (ОАР)
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Объект исследования:</i> сепаратор нефтегазовый двухфазный первой ступени сепарации. <i>Область применения:</i> нефтегазовая отрасль. <i>Рабочая зона:</i> полевые условия, операторная. <i>Размеры помещения:</i> 20×40 м. <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> сепаратор нефтегазовый двухфазный, блочный щит управления, ПЛК, датчики КИПиА. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> сепарация нефти с выделением попутного нефтяного газа из жидкости.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1. ТК РФ Статья 351.6. Особенности регулирования труда работников в сфере электроэнергетики, сфере теплоснабжения, в области промышленной безопасности, области безопасности гидротехнических сооружений. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. ГОСТ 22269-76. Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. ТК РФ Раздел IV. Рабочее время. ТК РФ Раздел VI. Оплата и нормирование труда.
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов	Вредные производственные факторы: - Летучие углеводородные испарения присадок, спиртов, легкие углеводороды. - Повышенный уровень шума. - Длительное сосредоточенное наблюдение. - Повышенный уровень общей вибрации. - Наличие электромагнитного поля промышленной частоты (порядка 50-60 Гц). Опасные производственные факторы: - Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги, а также электрического разряда живых организмов. - Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов

	производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спецодежда, спецобувь, средства защиты рук, противогазы, противошумные наушники, защитные ограждения, вентиляция помещений.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	Воздействие на селитебную зону: не оказывает. Воздействие на литосферу: разлив нефтепродуктов и промышленных отходов, проникновение их в почву. Воздействие на гидросферу: разлив нефтепродуктов и промышленных отходов в близлежащие водоемы. Воздействие на атмосферу: выброс летучих углеводородов.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС на объекте: разлив нефтепродуктов и промышленных отходов, утечка летучих углеводородов, пожар, разгерметизация соединений, взрыв. Наиболее типичная ЧС: разлив нефтепродуктов и промышленных отходов.

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	03.02.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т91	Макев Адиль Нурланович		

8 Социальная ответственность

Нефтегазодобывающая промышленность в Российской Федерации – это основообразующая отрасль, формирующая стратегический запас полезных ископаемых, а также является одним из основных аспектов экономики страны. На территории РФ находится огромное количество месторождений и добыча ресурсов ведется в очень больших масштабах, соответственно ведущая роль в нефтегазовой отрасли отводится автоматизированным системам управления для увеличения объемов добычи и уменьшения времени доведения нефти до товарного вида. Основными задачами автоматизированных систем управления являются обеспечение бесперебойного функционирования технологического процесса, производительности труда и эффективности технологических операций, что также позволяет минимизировать воздействие вредных производственных факторов на окружающую среду.

В процессе осуществления добычи и переработки нефтегазовой продукции возникает потенциальная опасность из-за использования взрывоопасных жидкостей и газов. Это повышает вероятность возникновения аварийных ситуаций, поэтому важно обеспечить безопасность работников на производстве. Кроме того, аварии на нефтегазовых объектах могут привести к экологическим катастрофам, поэтому требуется внедрение концепции экологического инжиниринга для сокращения негативного воздействия на окружающую среду.

В рамках выпускной квалификационной работы исследуется сепаратор первой ступени сепарации на дожимной насосной станции, который используется для разделения газожидкостной смеси на эмульсию и газ.

Целью работы является разработка эффективной автоматизированной системы управления двухфазным нефтегазовым сепаратором. Рабочая зона включает полевые условия для сепаратора и диспетчерскую площадку размером 20×40 м. В рабочей зоне присутствуют следующие оборудование: двухфазный нефтегазовый сепаратор, блочный щит управления, программируемый логический контроллер и датчики контроля, измерения,

преобразования и автоматизации. Конечными пользователями разрабатываемой автоматизированной системы управления являются операторы технологических установок на объекте.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В главе 47 трудового кодекса Российской Федерации отражены основные особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом [21].

Продолжительность рабочего времени, а именно начало и его окончание определена по соглашению сторон работодателя и работника в соответствии с главой 16 ст. 102 ТК РФ «Работа в режиме гибкого рабочего времени» [22].

Согласно трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ [22] в условиях непрерывного производства нет возможности использовать режим рабочего времени по пяти- или шестидневной рабочей неделе. По этой причине применяются графики сменности, обеспечивающие непрерывное обслуживание производственного процесса, работу персонала сменами постоянной продолжительности, регулярные выходные дни для каждой бригады, постоянный состав бригад и переход из одной смены в другую после дня отдыха по графику. На объекте применяется четырех бригадный график сменности. При этом ежесуточно работают три бригады, каждая в своей смене, а одна бригада отдыхает. При составлении графиков сменности учитывается положение ст. 110 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ [22] о предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 42 часов.

Работа оператора АСУ ТП относится ко второй категории тяжести труда. Ей соответствует высокая степень монотонности нагрузок, большое количество времени нахождения в фиксированном положении, высокая цена ошибки, а также высокие сенсорные нагрузки.

Согласно трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ [24] в условиях непрерывного производства нет возможности использовать режим рабочего времени по пяти- или шестидневной рабочей неделе. По этой причине применяются графики сменности, обеспечивающие непрерывное обслуживание производственного процесса, работу персонала сменами постоянной продолжительности, регулярные выходные дни для каждой бригады, постоянный состав бригад и переход из одной смены в другую после дня отдыха по графику. На объекте применяется четырех бригадный график сменности. При этом ежесуточно работают три бригады, каждая в своей смене, а одна бригада отдыхает. При составлении графиков сменности учитывается положение ст. 110 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ [24] о предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 42 часов.

Создание рабочего места оператора регламентируется стандартом ГОСТ 22269-76 «Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места» [25]. При взаимном расположении элементов рабочего места необходимо учитывать:

- Рабочую позу человека-оператора.
- Пространство для размещения человека-оператора.
- Возможность обзора рабочего места.
- Возможность обзора пространства за пределами рабочего места.
- Возможность ведения записей, размещения документации и материалов, используемых человеком-оператором.

Также стоит принимать во внимание, что при расположении элементов рабочего места должны быть предусмотрены необходимые средства защиты человека-оператора от воздействия опасных и вредных факторов, а также условия для экстренного ухода человека-оператора с рабочего места. Рабочее место должно иметь достаточное пространство для осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования. Все требуемые органы управления и

индикаторы автоматизированного рабочего места должны быть полностью расположены в зоне досягаемости моторного поля рабочего и сгруппированы таким образом, чтобы действия оператора осуществлялись слева направо сверху вниз.

В соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» рабочий стол может быть любой конструкции, отвечающей современным требованиям эргономики и позволяющей удобно разместить на рабочей поверхности оборудование с учетом его количества, размеров и характера выполняемой работы [26]. Очень часто используемые средства отображения информации, требующие точного и быстрого считывания показаний (SCADA-экран) следует располагать в вертикальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от сагиттальной плоскости. Часто используемые источники информации должны быть расположены под углами 30° , а редко используемые – 60° .

8.2 Производственная безопасность

Для выбора факторов использовался ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [27]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для среды проектирования представлен в виде таблицы 26.

Таблица 26 – Возможные опасные и вредные факторы на АРМ оператора АСУ

Факторы по ГОСТ 12.0.003-2015	Нормативные документы
Летучие испарения химических присадок, спиртов, легкие углеводороды	Федеральный закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «Об охране атмосферного воздуха» [28].
Повышенный уровень шума	Общие требования к уровню шума изложены в ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности [29]. СП 51.13330.2011 Защита от шума [30].

Продолжение таблицы 26 – Возможные опасные и вредные факторы на АРМ оператора АСУ

Длительное сосредоточенное наблюдение	Р 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда [31].
Повышенный уровень общей вибрации	СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [32].
Электромагнитное поле промышленной частоты (5060 Гц)	СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда» [33].
Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	ГОСТ 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [34].
Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды	СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [32]

8.2.1 Летучие испарения легких углеводородов

В автоматической системе управления нефтяным сепаратором, одним из компонентов рабочей среды является природный газ. При его наличии может произойти выброс летучих испарений химических присадок, спиртов и легких углеводородов. Обычно такие ситуации возникают из-за неправильной эксплуатации оборудования или негерметичности фланцевых соединений. Вдыхание углеводородов может вызывать раздражение легких, сопровождающееся кашлем, удушьем, одышкой и неврологическими

расстройствами, а также нарушение сердечного ритма и учащенное сердцебиение.

В число веществ, негативно влияющих на человека, вызывающих отравление, можно отнести: сероводород (ПДК 10 мг/м³), сероводород в смеси с углеводородами (ПДК 3 мг/м³), оксид азота (IV) (ПДК 5 мг/м³), метан (ПДК 300 мг/м³) и аммиак (ПДК 20 мг/м³). В целях обеспечения безопасности на рабочих местах в случае выявления выбросов необходимо перекрыть подачу газа, проветрить помещение и проверить герметичность фланцевых соединений.

8.2.2 Повышенный уровень шума

Повышенный уровень шума, возникающего при работе установки, относится к категории физически опасных и вредных производственных факторов. Основными источниками шума являются электродвигатели подающих насосов, а также шум, создаваемый движением жидкости через трубопроводы и при открытии/закрытии задвижек.

Шум оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека, вызывая головные боли и раздражительность. Он также снижает уровень внимания и замедляет сенсомоторные реакции.

Шум является серьезной проблемой для работников и требует соблюдения нормативных значений звукового давления. Согласно СП 51.13330-2011 «Защита от шума», установлены допустимые значения звукового давления, которые представлены в таблице 27 [30].

Таблица 27 – Допустимые значения звукового давления

Эквивалентные уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц				Эквивалентный общий уровень звукового давления, дБ	Максимальный текущий общий уровень звука, дБ
31,5	63	125	250		
107	95	87	82	80	95

Для уменьшения воздействия повышенного уровня шума на организм оператора технологических установок следует:

- использовать звукоизоляционные материалы;
- применять экранирование производственного помещения;
- своевременно смазывать движущие части механизмов;
- использовать наушники как средства индивидуальной защиты.

8.2.3 Длительное сосредоточенное наблюдение

В основе этого процесса, характеризующего напряженность труда, лежит сосредоточение, или концентрация внимания на конкретном объекте - экране SCADA. Определяющей характеристикой здесь является именно сосредоточение внимания в отличие от пассивного характера наблюдения за ходом технологического процесса, когда работник периодически, время от времени контролирует состояние какого-либо объекта.

Наиболее распространенным профессиональным заболеванием в данном случае является ухудшение зрения, вызванное постоянной и монотонной нагрузкой на зрительный анализатор.

Напряжение зрительного анализатора характеризуется размерами рассматриваемого объекта. Чем меньше размер рассматриваемого предмета (изделия, детали, цифровой или буквенной информации и т. п.) и чем продолжительнее время наблюдения, тем выше нагрузка на зрительный анализатор. Напряженность по данному показателю возрастает с уменьшением размера рассматриваемого предмета (изделия, детали, цифровой или буквенной информации и т. п.) и продолжительности времени наблюдения за предметом.

Для уменьшения неблагоприятного влияния постоянного напряжения на головной мозг, зрение и предотвращения развития раздражительности оператора необходимо провести измерения времени, сопровождающегося сосредоточенным наблюдением и ввести ограничения, которые регламентируются руководством Р 2.2.2006-05. «Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» [31].

8.2.4 Повышенный уровень общей вибрации

Анализ показателей, связанных с нормами вибрации, проводится в соответствии с СанПиН 1.2.3685–21 [32]. В соответствии с этим стандартом, на рабочем месте оператора технологических установок присутствует общая производственная вибрация, которая называется технологической вибрацией на стационарных рабочих местах. При внедрении автоматизированной системы управления нефтегазовым сепаратором возможно возникновение вибрации в операторном помещении, вызванной передачей вибрации от объектов управления, находящихся на соответствующем участке.

Для снижения воздействия этого фактора используются: виброизолирующие рукавицы и виброизолирующая обувь.

Предельно допустимые значения вибрации на автоматизированном рабочем месте оператора согласно СанПиН 1.2.3685-21 представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест для оператора АСУ

Вид вибрации	Категория вибрации	Направление действия	Фильтр частотной коррекции	Эквивалентные корректированные уровни виброускорения	
				m/c^2	дБ
Общая	Технологическая вибрация на стационарных рабочих местах	Z_0	W_k	0,1	100
		X_0, Y_0	W_d	0,071	97

8.2.5 Наличие электромагнитного поля промышленной частоты

Оператор осуществляет свою работу, используя персональный компьютер, что приводит к воздействию на него электромагнитного излучения. Источниками этого излучения являются системный блок и кабели, которые связывают электрические цепи.

Электромагнитное излучение оказывает неблагоприятное воздействие на сердечно-сосудистую, нервную и эндокринную системы, а также может

быть связано с возникновением раковых заболеваний. Предельно допустимые уровни электромагнитного поля частотой 50 Гц на рабочем месте – 5 кВ/м согласно пункту 38 СанПиН 1.2.3685-21 [32]. Для уменьшения воздействия этого типа излучения принимаются соответствующие меры:

- расстояние от монитора до работника должно составлять не менее 50 см;
- применение специализированных очков от электромагнитного излучения.

8.2.6 Электрический ток, вызываемым разницей потенциалов

АРМ оператора не относится к помещениям повышенной опасности, однако существует опасность поражения электрическим током в случае неисправности изоляции проводов и повреждении корпуса системного блока, а также имеется опасность короткого замыкания. Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие. Поражение током может привести к летальному исходу.

В качестве защиты используются изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и автоматического отключения питания. Помимо этого, размещаются предупредительные знаки и плакаты безопасности «Опасно. Высокое напряжение».

8.2.7 Чрезмерно высокая/низкая температура объектов

В процессе работы с автоматической системой существует вероятность возникновения серьезных или смертельных ожогов в результате несчастного случая. Причинами промышленных ожогов часто являются концентрированный пар, едкие химические вещества или сильно нагретые производственные продукты. Ожоги на рабочем месте представляют собой серьезную угрозу для безопасности. Однако, обеспечение информированности, предотвращение опасностей и защитные меры могут значительно снизить риск ожогов на рабочем месте. В случае разрабатываемой

системы, наиболее вероятным типом ожога является термический ожог. Общие требования по предотвращению ожогов описываются в СанПиН 1.2.3685-21 [32]. Основным приоритетом при термических ожогах является контроль и прекращение процесса горения. Использование средств индивидуальной защиты, тактики предотвращения пожара, а также наличие процедур и планов действий в чрезвычайных ситуациях, связанных с обнаружением и защитой от пожара, могут помочь предотвратить термические ожоги.

8.3 Экологическая безопасность

В этом разделе рассматривается характер влияния эксплуатируемого объекта на атмосферу, литосферу, гидросферу и селитебную зону.

Атмосфера. При эксплуатации данной установки возникает выброс попутного газа, который представляет собой легкие фракции углеводородов. Этот газ высвобождается через уплотнительные кольца в местах стыков трубопроводов и сепаратора. Чтобы предотвратить утечки газа, необходимо постоянно контролировать значения технологических параметров, своевременно устранять неполадки и заменять вышедшее из строя оборудование. Предельно допустимая концентрация газа в воздухе жилой зоны составляет 300 мг/м³.

Литосфера. В случае аварии важным воздействием на литосферную зону является розлив нефти. Когда почва загрязняется нефтепродуктами, изменяются различные признаки и свойства почвы. В первую очередь физические свойства подвергаются изменениям, что влияет на морфологические характеристики почвы и нарушает воздухообмен и поступление воды и питательных веществ, необходимых для жизнедеятельности организмов. Нарушение растительного покрова также оказывает влияние на другие элементы экосистемы. Для нейтрализации загрязненного нефтепродуктами грунта необходимо его вывозить в места, согласованные с санитарной инспекцией, для последующей нейтрализации и

закапывания. Все предметы, которые были в контакте с нефтяными отходами, должны быть уничтожены путем сжигания в местах, согласованных с пожарным надзором. Для предотвращения загрязнения почвы необходимо осуществлять эффективную политику утилизации образующихся отходов.

Гидросфера. Разлив нефти также оказывает воздействие на водные ресурсы. Когда нефть распространяется по водной поверхности, она загрязняет значительные площади водоемов. Известно, что единица объема нефти способна загрязнить объем воды в тысячу раз больший. Это связано с наличием поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые способствуют образованию стабильных нефтеводных эмульсий. Тонкая нефтяная пленка, образующаяся при растекании нефтепродуктов, препятствует воздухообмену и негативно влияет на растительный и животный мир. Растворимость нефти в воде незначительна, поэтому накопление нефтепродуктов происходит преимущественно на поверхности и на дне водоемов. Если толщина нефтяной пленки превышает 0,1 мм, замедляются процессы проникновения атмосферного кислорода в воду и удаления углекислоты из воды. Для предотвращения загрязнения водоемов нефтепродуктами необходимо использовать доступные на площадке системы очистки воды и отстойник нефти. Концентрация нефтепродуктов в любой воде, кроме технической, не должна превышать 0,1 мг/дм³, согласно требованиям СанПиН 1.2.3685-21 [32].

Селитебная зона. Эксплуатация данной установки не оказывает влияния на селитебную зону, так как она находится на значительном расстоянии от населенных пунктов.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В целях снижения возникновения ЧС необходимо применение ряда мероприятий, которые направлены на максимальное снижение потерь и разрушений. Повышение устойчивости функционирования объектов в ЧС возможно при:

- предотвращении производственных аварий;

- снижении возможных потерь от вторичных факторов и стихийных бедствий;
- создании условий для восстановления производства в минимальные сроки;
- обеспечении жизнедеятельности населения.

Основные причины возникновения ЧС:

- стихийные бедствия и особо опасные инфекции;
- природные факторы, приводящие к старению или коррозии и снижению физических показателей оборудования;
- производственные дефекты, некачественное выполнение строительных работ, низкое качество строительных материалов;
- воздействие технологических процессов на материалы (нагрузки, вибрация, температура, скорость);
- нарушение правил эксплуатации;
- нарушение правил техники безопасности проведения работ;
- низкий профессиональный уровень руководящего состава, специалистов и рабочих.

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (СИЗ) и, в случае аварии, действовать при чрезвычайных ситуациях в соответствии с инструкциями предприятия.

Наиболее вероятным ЧС может разлив нефтепродуктов и промышленных отходов.

Самой распространенной ЧС является утечка жидких нефтепродуктов. В качестве методов ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов используют механический, физико-химический, термический и биологический методы.

Наиболее безопасным с экологической точки зрения является биологический метод, при котором применяют биопрепараты – специальные бактерии и грибки, которые перерабатывают нефтепродукты в воду и

углекислый газ. При этом, используемые микроорганизмы безвредны для окружающей среды. Описанный метод применяется в случае загрязнения гидросферы.

В случае загрязнения литосферы и проникновения нефтепродуктов в почву на глубину более 10 см применяется механический метод, реализующий сбор и утилизацию нефтяных продуктов путем снятия почвенного пласта.

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» пожарная опасность рабочей зоны относится к категории А, что означает – повышенная пожароопасность. Это связано с наличием легковоспламеняющихся жидкостей. АРМ оператора должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения в соответствии с действующими нормами, устанавливаемыми отраслевыми правилами пожарной безопасности [36].

К первичным средствам пожаротушения относятся все виды переносных и передвижных огнетушителей, оборудование пожарных кранов, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок) Первичные средства пожаротушения должны размещаться в легкодоступных местах и не должны быть помехой и препятствием при эвакуации персонала из помещений.

8.5 Выводы по главе

Таким образом, в ходе выполнения раздела «Социальная ответственность» было определено, что, согласно правилам устройства электроустановок пункт 7.3, дожимная насосная станция является объектом повышенной опасности (II категория). Группа персонала по электробезопасности согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок должна иметь III группу по электробезопасности.

Согласно СП 12.13130.2009, помещение рабочей зоны относится к категории А (повышенная взрывопожароопасность) в связи с легковоспламеняющимися жидкостями, обращающихся в помещении.

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 определена IIб категория тяжести труда, это работы, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения, диапазон температуры воздуха ниже оптимальных величин – 18-19,9°C, выше оптимальных величин – 22,1-27°C.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2020 года, N2398 «Критерии отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий» (с изменениями на 7 октября 2021 года) объект (сепаратор нефтегазовый двухфазный), оказывающий значительное негативное воздействие на окружающую среду относится ко II категории [23].

Заключение

В результате разработки выпускной квалификационной работы была создана система автоматизации для нефтяного сепаратора первой ступени на Долинном месторождении. Этапы проектирования АСУ ТП включали изучение технологического процесса, создание функциональной схемы и технического задания, разработку трехуровневой схемы АСУ и функциональной схемы автоматизации сепаратора. Были разработаны алгоритмы пуска/останова сепаратора, сбора данных измерений и алгоритм автоматического регулирования давления газа с его последующим моделированием в программе Matlab Simulink. Было также проведено проектирование схемы внешних проводок. В результате сравнительного анализа были выбраны наиболее подходящие средства автоматизации в соответствии с техническим заданием. Кроме того, была разработана экранная форма АСУ в SCADA-системе Simatic WinCC.

В результате разработки спроектированная АСУ ТП для нефтяного сепаратора полностью соответствует требованиям, указанным в техническом задании.

Список используемых источников

1. Технологический регламент ДНС с УПСВ Долинного месторождения – Газпромнефть – Восток, 2016.
2. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
3. Крец В.Г., Шадрина А.В. Основы нефтегазового дела. Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 200 с.
4. ГОСТ 34.602–89. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006924>.
5. ГОСТ 19.002-80. ЕСПД. Схемы алгоритмов и программ. Правила выполнения – [Электронный ресурс] – URL: <https://www.swrit.ru/doc/espd/19.002-80.pdf>.
6. ГОСТ 21.408–2013. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200108005>.
7. ГОСТ Р 51901.11-2005. Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200041154>.
8. РТМ 108.711.02-79. Методы определения пропускной способности регулирующих органов и выбор оптимальной расходной характеристики – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200065012>.
9. Электродвигатели 2ПБ – [Электронный ресурс] – URL: https://energo1.com/catalog/elektrodvigateli_postoyannogo_toka/elektrodvigateli_postoyannogo_toka_serii_2p/elektrodvigateli_serii_2pb/.
10. Комягин А.Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.

11. Каталог регулирующих и запорно-регулирующих клапанов – [Электронный ресурс] – URL: <https://saz-avangard.ru/catalog/klapany-reg/>.
12. ОВЕН ПЛК 210 – [Электронный ресурс] – URL: <https://owen.ru/product/plk210>.
13. Компактный термометр сопротивления LTS-K – [Электронный ресурс] – URL: <https://rizur.ru/catalog/termometry-soprotivleniya-kobold/kompaktnyy-termometr-soprotivleniya-lts-k/>.
14. Каталог продукции PIEZUS – [Электронный ресурс] – URL: <https://piezus.ru/products/raskhodomery/novamag.html>.
15. Руководство по эксплуатации. Датчики давления Метран-100 – [Электронный ресурс] – URL: <https://emis-kip.ru/pics/files/78file.pdf>.
16. Уровнемер ДУУ2М – [Электронный ресурс] – URL: <https://www.urovners.ru/DYY2M-datchik-yrovnia-poplavkovyiy-ltrazvykovoi.html>.
17. ГОСТ Р МЭК 61131-3. Контроллеры программируемые – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200135008>.
18. ГОСТ Р 8.595-2004. Государственная система обеспечения единства измерений – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200038229>.
19. ГОСТ 21.408-13. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200108005>.
20. SCADA система визуализации Simatic WinCC – [Электронный ресурс] – URL: <https://www.energostandart.ru/tehnika-avtomatisacii/visualisacija/scada-sistema-vizualizacii-simatic-wincc/>.
21. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N197-ФЗ (ред. от 19.12.2022) Глава 17 – [Электронный ресурс] – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0/

22. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N197-ФЗ (ред. от 19.12.2022) Глава 16 – [Электронный ресурс] – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0/

23. Постановление Правительства РФ от 31.12.2020 N 2398 (ред. от 07.10.2021) «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий» – [Электронный ресурс] – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_373399/.

24. ПБ 09-12-92. «Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем» – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107649>.

25. ГОСТ 22269-76. «Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места» – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012834>.

26. ГОСТ 12.2.032–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003913>.

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

28. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 N 96-ФЗ – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901732276>.

29. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общий требования безопасности – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606>.

30. СП 51.13330.2011. Защита от шума – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200084097>.

31. Р 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200040973>.

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

33. СП 2.2.3670-20. Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573230583>.

34. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238>.

35. ГОСТ 17.1.3.07-82. Правила контроля качества воды водоемов и водотоков – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012472>.

36. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 N 123-ФЗ – [Электронный ресурс] – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_78699/.

Приложение А
(обязательное)
Функциональная схема технологического процесса

КОМПАС-3D v21 Учебная версия © 2022 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены.

Перв. примен.

Справ. №

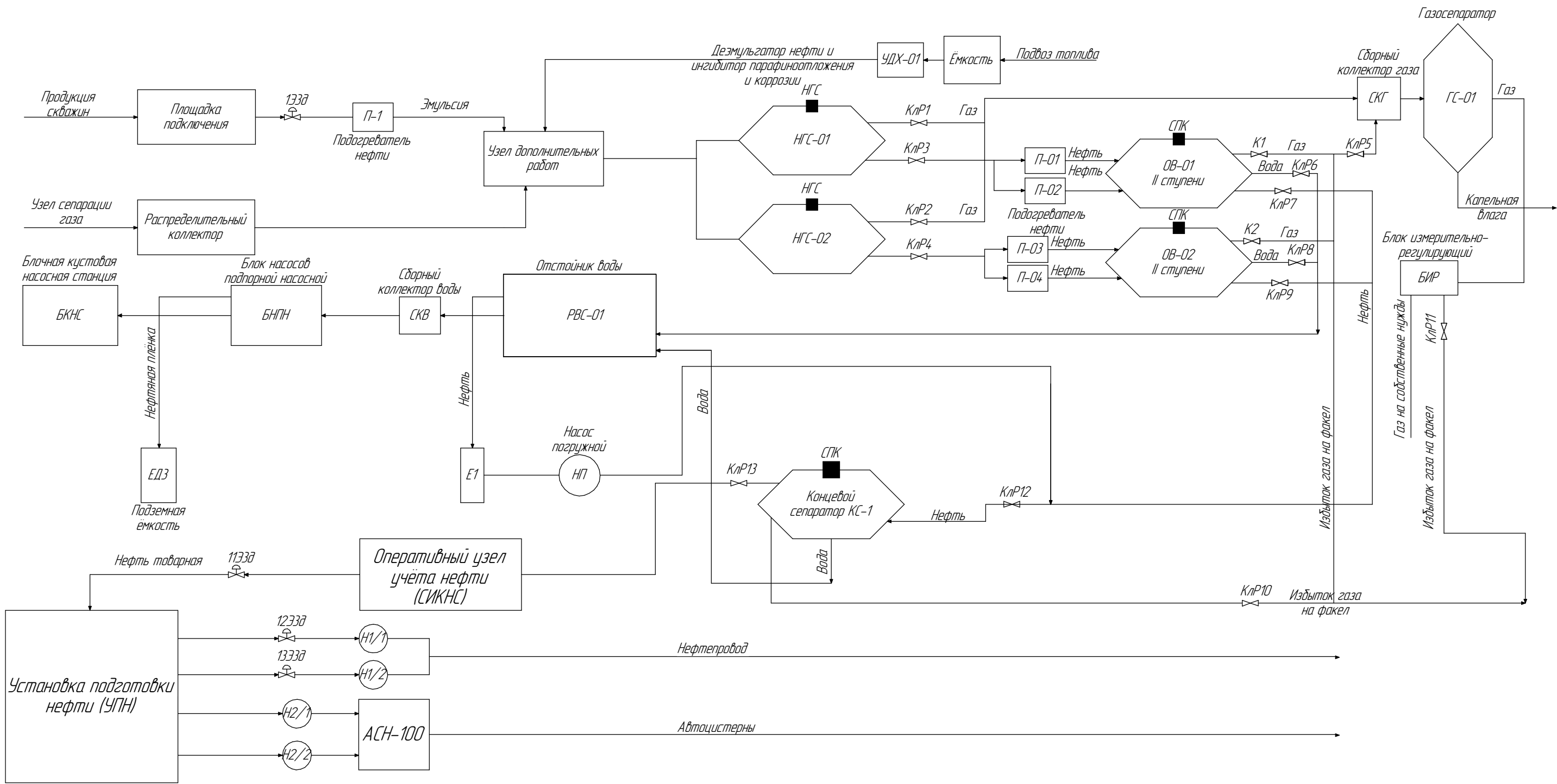
Подп. и дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

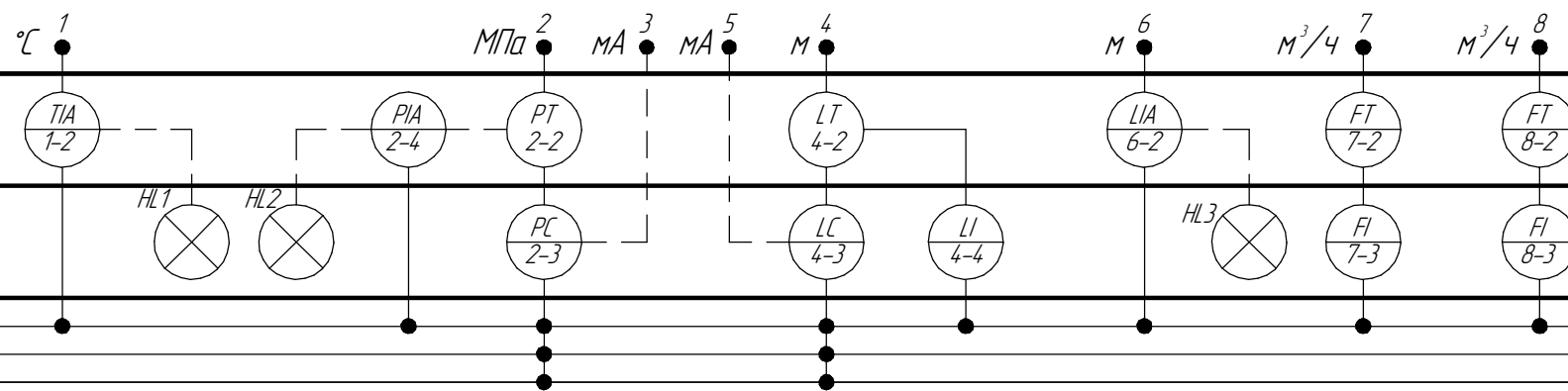
Инв. № подл.

ФЮРА.4.25280.001



					ФЮРА.4.25280.001			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Функциональная схема технологического процесса	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Макев А. Н.					у		1:1
Пров.	Семенов Н. М.							
Т.контр.						Лист	Листов	1
Н.контр.					ТПУ ИШИТР			
Утв.					Группа 8Т91			
Копировал						Формат А3		

Приложение Б
(обязательное)
Функциональная схема автоматизации сепаратора



Шкаф диалков	Шкаф оператора	SCADA
		Мониторинг Регистрация Управление

					ФЮРА.425280.002				
					Функциональная схема автоматизации сепаратора	Лит.	Масса	Масштаб	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		У		1:1	
Разраб.	Макев А. Н.								
Пров.	Семенов Н. М.								
Т.контр.						Лист 1	Листов 2		
Н.контр.						ТПУ ИШИТР			
Утв.						Группа 8Т91			

Формат А3

Приложение В
(обязательное)
Схема соединений внешних проводок

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инд. № дцкл.

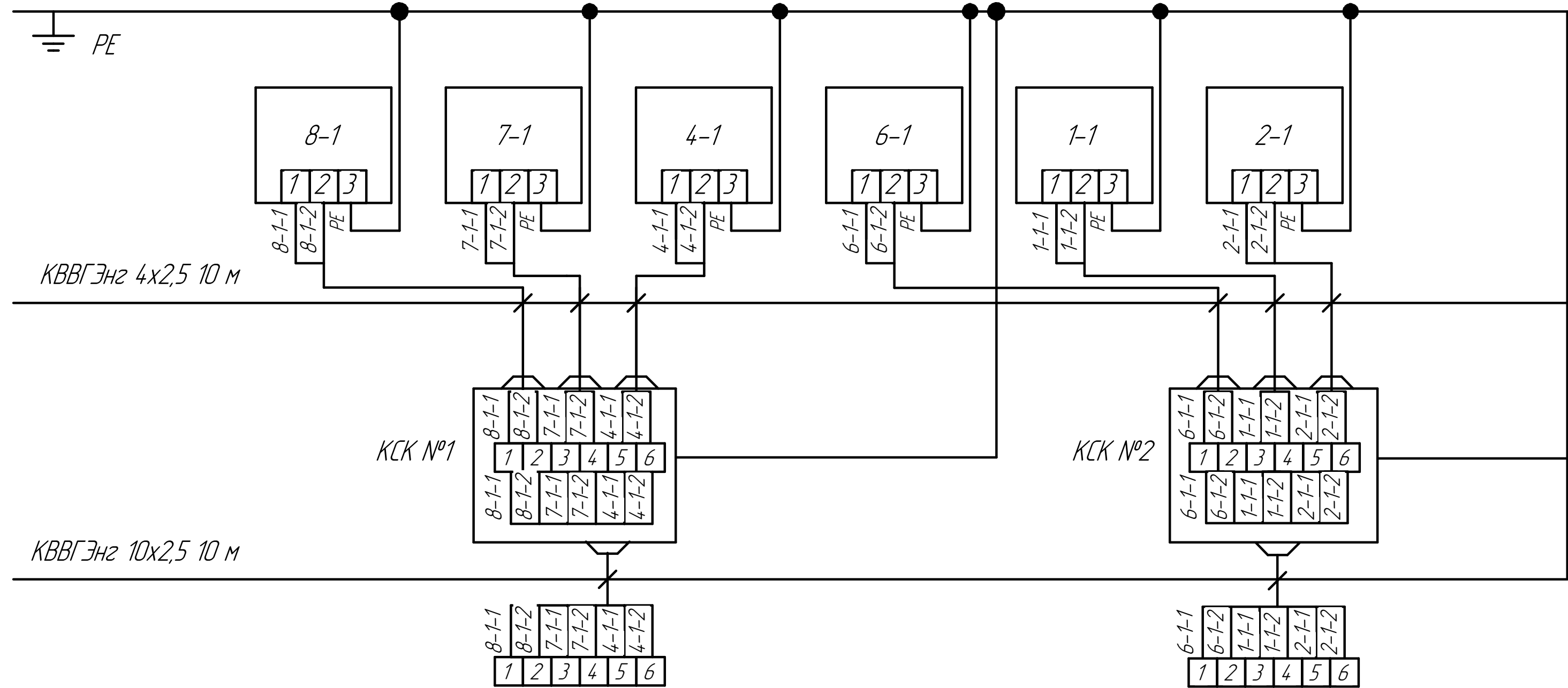
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.

ФЮРА.425280.006.01

Параметр	Расход		Уровень		Температура	Давление
Место отбора	Газ на выходе	Нефть на выходе	Сепаратор	Сепаратор	Сепаратор	На выходе сеп-ра
Тип датчика	Novamag	Novamag	ДУУМ-2	ДУУМ-2	LTS-K	Метран-100
Позиция	8-1	7-1	4-1	6-1	1-1	2-1



					ФЮРА.425280.006.01				
					Схема внешних проводок	Лит.		Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		у			1:1
Разраб.	Макев А.Н.								
Пров.	Семенов Н. М.								
Т.контр.									
						Лист		Листов	1
Н.контр.						ТПУ ИШИТР			
Утв.						Группа 8Т91			

Копировал

Формат А3

**Приложение Г
(обязательное)
Экранная форма АС**

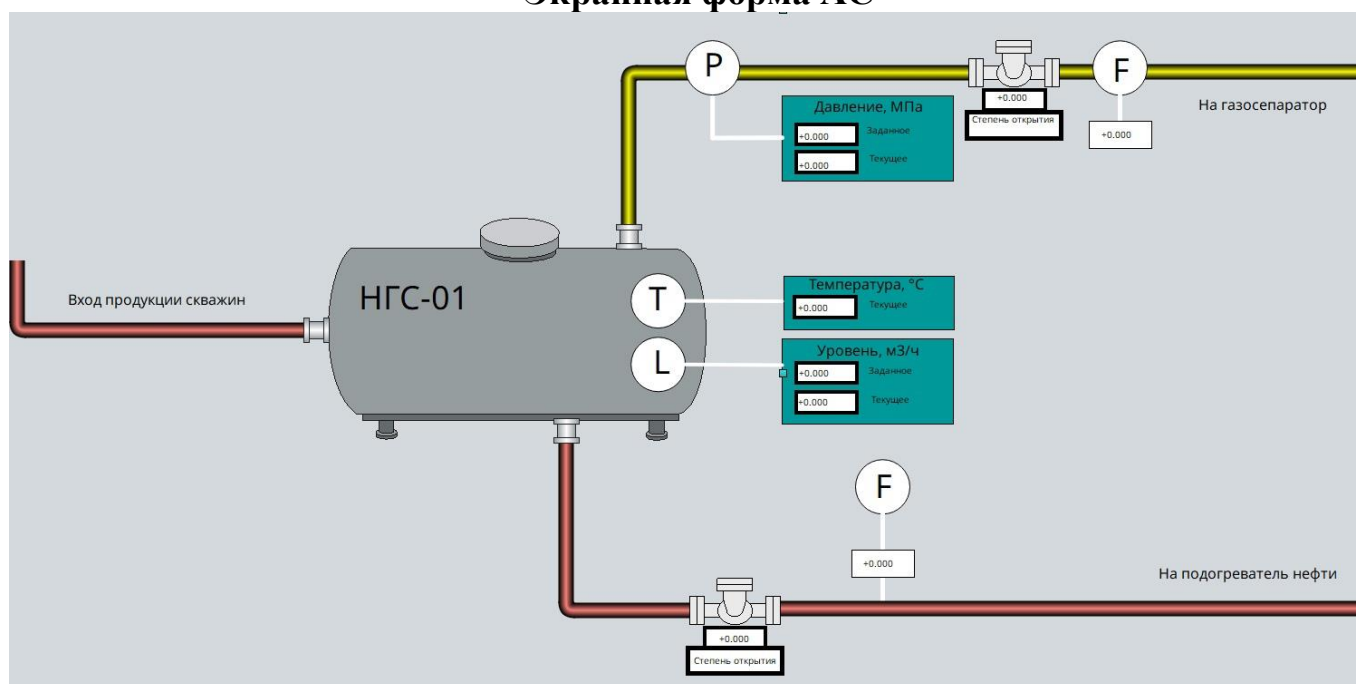


Рисунок Г.1 – Экранная форма АС

Приложение Д **(обязательное)** **Алгоритм сбора данных измерений**

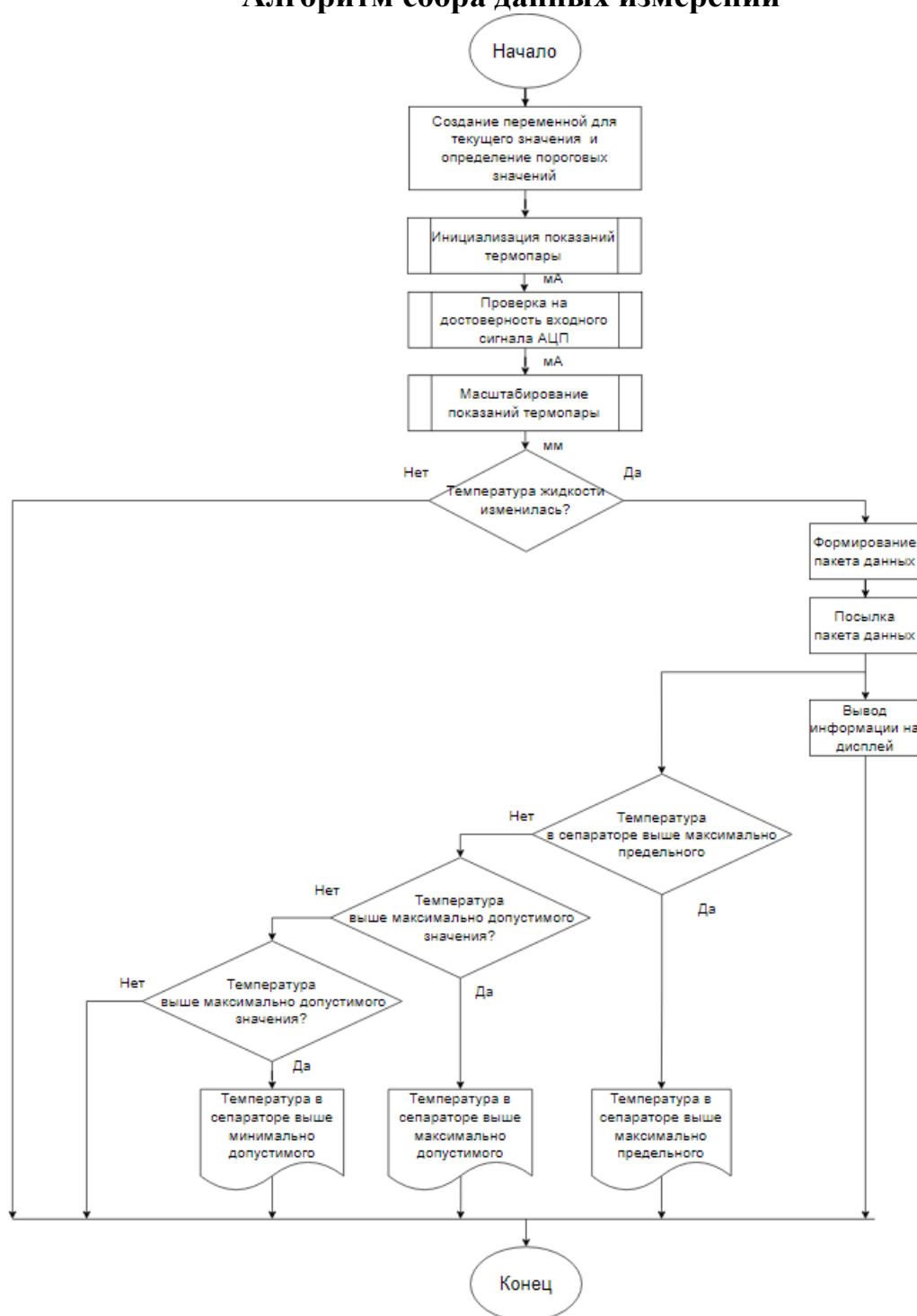


Рисунок Д.1 – Алгоритм сбора данных измерений

Приложение Е **(обязательное)** **Алгоритм пуска и останова сепаратора**

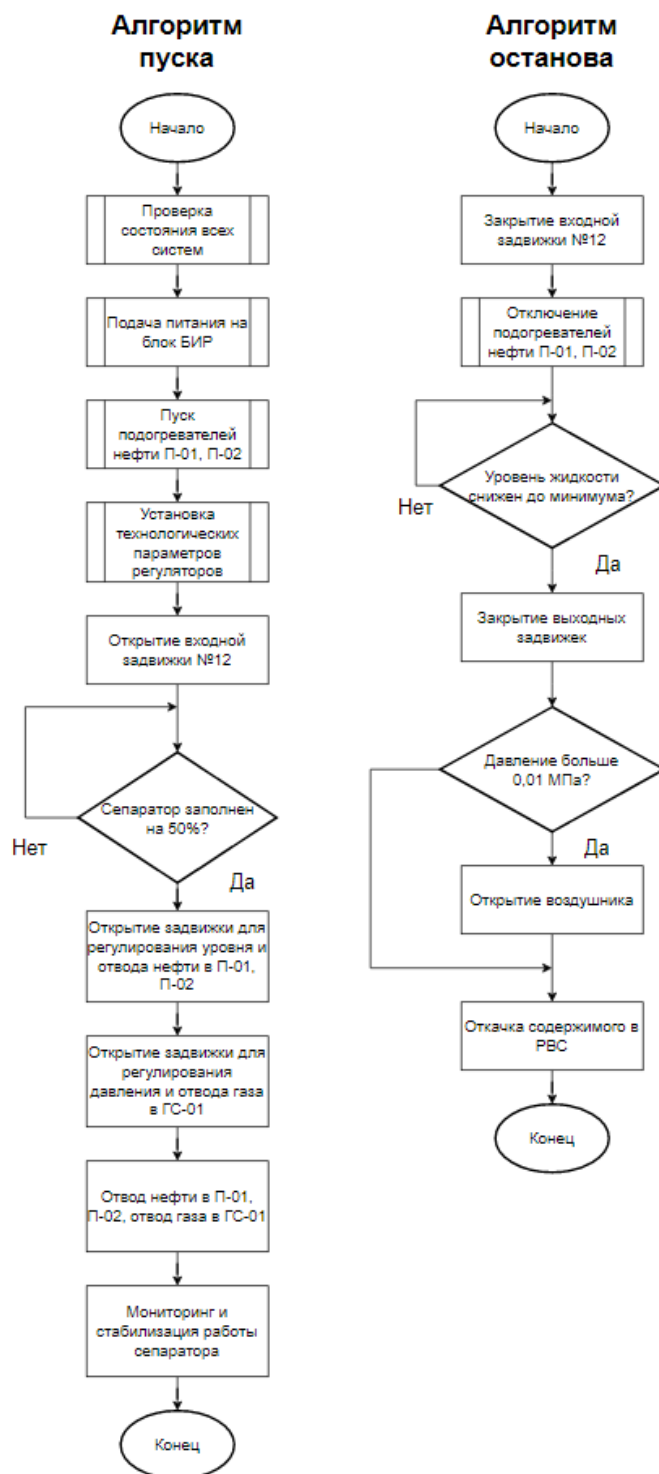


Рисунок Е.1 – Алгоритм пуска и останова сепаратора

Приложение Ж
(обязательное)
Трехуровневая структура АС

