



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

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
Автоматизация и моделирование системы сброса воды в нефтегазосепараторе УДК 681.51:622.276.8

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
158Т92	Чжао Гэнчэнь		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Былкова Т.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД ШБИП	Сечин А.И.	д.т.н.		

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.		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)–1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)–2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)–3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)–4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(–ых) языке(–ах)
УК(У)–5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально–историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)–6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)–7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)–8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
УК(У)–9	Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно–технической идеи
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)–1	Способен использовать основные закономерности, действующие в процессе изготовления продукции требуемого качества, заданного количества при наименьших затратах общественного труда
ОПК(У)–2	Способен решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно–коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности
ОПК(У)–3	Способен использовать современные информационные технологии, технику, прикладные программные средства при решении задач профессиональной деятельности

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

Код компетенции	Наименование компетенции
	документации в области автоматизации технологических процессов и производств, их эксплуатационному обслуживанию, управлению жизненным циклом продукции и ее качеством, в мероприятиях по контролю соответствия разрабатываемых проектов и технической документации действующим стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам
ПК(У)–6	Способен проводить диагностику состояния и динамики производственных объектов производств с использованием необходимых методов и средств анализа
ПК(У)–7	Способен участвовать в разработке проектов по автоматизации производственных и технологических процессов, технических средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, в практическом освоении и совершенствовании данных процессов, средств и систем
ПК(У)–8	Способен выполнять работы по автоматизации технологических процессов и производств, их обеспечению средствами автоматизации и управления, готовностью использовать современные методы и средства автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством
ПК(У)–9	Способен определять номенклатуру параметров продукции и технологических процессов ее изготовления, подлежащих контролю и измерению, устанавливать оптимальные нормы точности продукции, измерений и достоверности контроля, разрабатывать локальные поверочные схемы и выполнять проверку и отладку систем и средств автоматизации технологических процессов, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, а также их ремонт и выбор; осваивать средства обеспечения автоматизации и управления
ПК(У)–10	Способен проводить оценку уровня брака продукции, анализировать причины его появления, разрабатывать мероприятия по его предупреждению и устранению, по совершенствованию продукции, технологических процессов, средств автоматизации и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, систем экологического менеджмента предприятия, по сертификации продукции, процессов, средств автоматизации и управления
ПК(У)–11	Способен участвовать: в разработке планов, программ, методик, связанных с автоматизацией технологических процессов и производств, управлением процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, инструкций по

Код компетенции	Наименование компетенции
	эксплуатации оборудования, средств и систем автоматизации, управления и сертификации и другой текстовой документации, входящей в конструкторскую и технологическую документацию, в работах по экспертизе технической документации, надзору и контролю за состоянием технологических процессов, систем, средств автоматизации и управления, оборудования, выявлению их резервов, определению причин недостатков и возникающих неисправностей при эксплуатации, принятию мер по их устранению и повышению эффективности использования
ПК(У)–18	Способен аккумулировать научно–техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции, компьютерных систем управления ее качеством,
ПК(У)–19	Способен участвовать в работах по моделированию продукции, технологических процессов, производств, средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством с использованием современных средств автоматизированного проектирования, по разработке алгоритмического и программного обеспечения средств и систем автоматизации и управления процессами
ПК(У)–20	Способен проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом их результатов, составлять описания выполненных исследований и подготавливать данные для разработки научных обзоров и публикаций
ПК(У)–21	Способен составлять научные отчеты по выполненному заданию и участвовать во внедрении результатов исследований и разработок в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции и ее качеством
ПК(У)–22	Способен участвовать: в разработке программ учебных дисциплин и курсов на основе изучения научной, технической и научно–методической литературы, а также собственных результатов исследований; в постановке и модернизации отдельных лабораторных работ и практикумов по дисциплинам профилей направления; способностью проводить отдельные виды аудиторных учебных занятий (лабораторные и практические), применять новые образовательные технологии, включая системы компьютерного и дистанционного обучения



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

Школа Инженерная школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
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
158Т92	Чжао Гэнчэнь

Тема работы:

Автоматизация и моделирование системы сброса воды в нефтегазосепараторе	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	33–43/с от 2.02.2023 г.

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	09.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
<p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования – нефтегазосепаратор установки подготовки нефти. Вид сырья – нефтяная эмульсия. АС должна обеспечивать следующее: контроль основных параметров технологического процесса; автоматическое поддержание заданного технологического режима работы установки; аварийную автоматическую остановку и блокировку программы пуска установки с подачей звуковой и световой сигнализации при отклонении от установленных значений основных технологических параметров.</p>

<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Описание технологического процесса; разработка структурной схемы АСУ; разработка функциональной схемы автоматизации; разработка схемы информационных потоков АСУ; подбор оборудования АСУ; разработка схемы соединения внешних проводов; разработка алгоритмов управления АСУ; разработка экранной формы АСУ; моделирование работы системы сброса воды в нефтегазосепараторе.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Функциональная схема автоматизации; Схема соединения внешних проводов; Перечень входных/выходных сигналов технологического процесса; SCADA-формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта.</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Былкова Татьяна Васильевна доцент ОСГН ШБИП
«Социальная ответственность»	Сечин Александр Иванович ООД ШБИП

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	33–43/с от 2.02.2023 г.
---	-------------------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Воронин А.В.	к.т.н., доцент		2.02.2023 г.

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
158Т92	Чжао Гэчэнь		2.02.2023 г.

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

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
158Т92	Чжао Гэчэнь

Тема работы:

Автоматизация и моделирование системы сброса воды в нефтегазосепараторе

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	33–43/с от 2.02.2023 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
Доцент ОАР ИШИТР	Воронин А.В.	к.т.н., доцент		2.02.2023 г.

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Е.И.	к.т.н.		2.02.2023 г.

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
158Т92	Чжао Гэнчэнь		2.02.2023 г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа 99 с., 18 рис., 23 табл., 54 источников, 5 прил.

Ключевые слова: автоматизация, моделирование, система сброса воды, сепаратор нефти и газа, управление процессами.

Объектом исследования является система сброса воды в сепараторе нефти и газа.

Цель работы – разработка и моделирование автоматизированной системы управления процессом сброса воды в сепараторе нефти и газа.

В процессе исследования проводились анализ и моделирование процессов, связанных с отводом воды, а также разработка схем автоматического управления и выбор оборудования.

В результате исследования была создана математическая модель системы сброса воды, позволяющая проводить точное моделирование и анализ процессов, происходящих в системе. Эта модель может быть использована для дальнейшего усовершенствования системы и оптимизации ее работы.

Основные конструктивные, технологические и технико–эксплуатационные характеристики разработанной системы были подробно описаны и проанализированы. Было показано, что использование автоматизированной системы управления позволяет значительно улучшить эффективность работы сепаратора, снизить затраты на обслуживание и управление, а также улучшить безопасность процессов.

Область применения: нефтегазовая промышленность, объекты добычи и переработки нефти и газа.

Экономическая эффективность/значимость работы: автоматизация процесса сброса воды позволяет увеличить эффективность работы сепаратора, снизить затраты на обслуживание и управление, а также улучшить безопасность процессов.

В будущем планируется продолжение исследований и развитие автоматизированных систем управления в нефтегазовой промышленности, а также их внедрение на объектах этой отрасли.

Содержание

Реферат	9
Введение.....	14
1 Основной раздел.....	17
1.1 Описание технологического процесса.....	17
1.1.1 Описание технологического процесса работы сепараторы.....	17
1.1.2 Описание технологического процесса сбора воды в нефтегазовом сепараторе	19
1.1.3 Разработка структурной схемы АСУ	22
1.1.4 Разработка функциональной схемы автоматизации	23
1.1.5 Разработка схемы информационных потоков АСУ	24
1.2 Выбор оборудования АСУ	25
1.2.1 Выбор контроллерного оборудования	25
1.2.2 Выбор датчика давления	28
1.2.3 Выбор уровнемера	31
1.2.4 Выбор расходомера.....	33
1.2.5 Выбор датчика температуры.....	35
1.2.6 Выбор регулирующего клапана.....	37
1.3 Разработка математической модели системы сброса воды	40
1.3.1 Исполнительный орган (задвижка)	40
1.3.2 Исполнительный орган (насос)	42
1.3.3 Датчик	43
1.3.4 Объект управления.....	43
1.4 Моделирование работы системы сброса воды в в Simulink	47
1.4.1 Контур регулирования уровня нефти	48
1.4.2 Контур сброса воды	48
1.4.3 ПИД–регулирование.....	49
1.4.3 Результат имитационной модели в Simulink.....	52
1.5 Разработка экранной формы АСУ	56
2 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	59

2.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	59
2.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	59
2.1.2 Анализ конкурентных технических решений	59
2.1.3 SWOT– анализ	61
2.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	64
2.3 Планирование научно–исследовательских работ	65
2.3.1 Структура работ в рамках научного исследования	65
2.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ	66
2.4 Бюджет научно–технического исследования (НТИ)	68
2.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой эффективности исследования	69
3 Социальная ответственность	74
3.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
3.3 Производственная безопасность	75
3.4 Анализ опасных и вредных производственных факторов	77
3.5 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)	79
3.6 Анализ условий труда на рабочем месте	80
3.7 Анализ показателей микроклимата	81
3.8 Анализ показателей шума и вибрации	81
3.9 Анализ освещенности рабочей зоны	81
3.10 Анализ электробезопасности	82
3.11 Анализ пожарной безопасности	82
3.12 Экологическая безопасность	82
3.13 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	84
Заключение	87
Список использованных источников	89

Приложение А (Обязательное) Трехуровневая структура автоматизированной системы.....	95
Приложение Б (Обязательное) Функциональная схема автоматизации трехфазного сепаратора первого ступени сепарации.....	96
Приложения В (Обязательное) Схема информационных потоков	97
Приложение Г (Обязательное) Операторно–структурна схема с ПИД–регулятором	98
Приложение Д (Обязательное) Автоматизированная система управления.....	99

Введение

Автоматизация и моделирование в нефтегазовых операциях становятся все более важными в последние годы в связи с требованием повышения эффективности, безопасности и экологической ответственности. В этом контексте автоматизация и моделирование системы сброса воды в нефтегазовых сепараторах представляют собой важнейшую область исследования.

Нефтегазовые сепараторы играют важную роль в процессе добычи, отвечая за разделение смеси газа, нефти, воды и иногда песка, поступающей из скважины.[1] Система сброса воды специально занимается обработкой и удалением воды, отделенной от скважинных жидкостей. Проектирование, эксплуатация и оптимизация этой системы имеют решающее значение для обеспечения эффективности всего процесса, снижения воздействия на окружающую среду и соблюдения нормативных требований. [2]

Автоматизация этого процесса может значительно повысить его эффективность за счет обеспечения контроля и мониторинга в режиме реального времени, снижения человеческого фактора и облегчения принятия решений на основе данных. Кроме того, моделирование может быть использовано для имитации и прогнозирования работы системы в различных условиях, помогая в проектировании и оптимизации системы. [3]

Целью данного исследования является разработка автоматизированной системы управления (АСУ) для системы сброса воды в нефтегазовых сепараторах и моделирование ее работы. Ожидаемый результат – комплексное, эффективное и экологически чистое решение, которое улучшит управление сбросом воды в нефтегазовой промышленности.

В следующих главах мы углубимся в текущие технологические процессы, разработаем структурную схему АСУ, разработаем функциональную схему автоматизации и создадим схему информационных потоков АСУ. Мы также займемся выбором оборудования АСУ, разработкой внешних электрических

схем и формулировкой алгоритмов управления АСУ. Кульминацией исследования станет разработка экранной формы АСУ и имитационной модели работы системы водоотведения.

Значение данного исследования многогранно. В первую очередь, оно вносит вклад в продолжающиеся усилия по повышению эффективности и безопасности в нефтегазовой отрасли. Кроме того, оно дает основу для внедрения автоматизации и моделирования в других областях промышленности. И наконец, оно вносит вклад в научную литературу по автоматизации и моделированию в нефтегазовой отрасли.

Определения и сокращения

В работе используются следующие обозначения и сокращения:

УКПН – Установка комплексной подготовки нефти;

АСУ – Автоматизированная система управления;

ОУ – Объект управления;

ИУ – Исполнительные устройства;

ПЛК – программируемый логический контроллер;

СИ – Средства измерения;

АЦП – Аналого–цифровой преобразователь;

КИПиА – Контрольно–измерительные приборы и автоматика;

МИ – Методика измерений;

АС – Автоматизированная система;

ПК – Персональный компьютер;

ФСА – Функциональная схема автоматизации;

МКД – Исполнительный механизм контура регулирования давления;

ДНС – Дожимная насосная станция;

ЦПС – Центральный пункт сбора;

УПВ – Установка подготовки воды;

ППД – Установка поддержания пластового давления;

КНС – Кустовая насосная станция;

НГСВ – Нефтегазосепараторы со сбросом воды

SCADA – Диспетчерское управление и сбор данных.

1 Основной раздел

1.1 Описание технологического процесса

1.1.1 Описание технологического процесса работы сепараторы

Нефтегазосепаратор – это агрегат, используемый для отделения нефти и газа от воды. Обычно он используется в нефтегазовой промышленности.

Существует множество различных типов нефтегазовых сепараторов, но все они работают по одному и тому же принципу. Наиболее распространенным типом нефтегазового сепаратора является горизонтальный цилиндрический сосуд.

Как показано на рисунке 1.

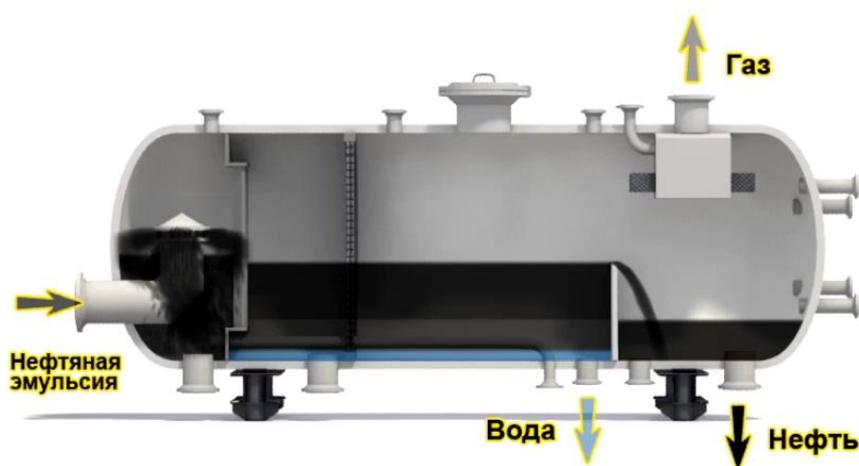


Рисунок 1 – Горизонтальный нефтегазосепаратор со сбросом воды

Мы рассматривали принцип работы общего сепаратора типа НГСВ.

Сырая нефть поступает в сепаратор через входной штуцер. Сразу на входе происходит первичное выделение свободного газа, который концентрируется в верхней части емкости. Перед выходом через выходной патрубок, находящийся в верхней части корпуса, попутный нефтяной газ проходит через устройство улавливания капельной жидкости.

Жидкость, прошедшая процесс дегазации, проходит отсек коалесценции с равномерным распределением потока по всему объему сепаратора. Благодаря разности веса и плотности нефть и вода разделяются. Вода при этом опускается в нижнюю часть сепаратора с последующим сбрасыванием через выходной штуцер воды.

Обезвоженная нефть проходит через переливную перегородку и скапливается в камере сбора нефти в нижней части корпуса. Откачка обезвоженной и дегазированной нефти осуществляется при помощи насоса.

Математически этот процесс можно описать с помощью закона Стокса, [4] который описывает скорость оседания мелких сферических частиц в жидкой среде.

$$\left[v = \frac{2}{9} \frac{(r^2)(\rho_p - \rho_f)g}{\mu} \right] \quad (1)$$

где v – скорость осаждения;

r – радиус сферической частицы;

ρ_p – плотность частицы;

ρ_f – плотность жидкости;

g – ускорение под действием силы тяжести;

μ – динамическая вязкость жидкости.

В последние годы был опубликован ряд исследований, посвященных автоматизации и моделированию систем сброса воды из нефтегазовых сепараторов. В одном из исследований, опубликованном в 2020 году, была разработана модель для прогнозирования скорости сброса воды из нефтегазового сепаратора [5]. Модель была основана на уравнении баланса массы и учитывала эффекты гравитации, вязкости и поверхностного натяжения. Модель была проверена на экспериментальных данных и показала хорошее согласие.

В другом исследовании, опубликованном в 2022 году, влияние температуры на сепарацию нефти и воды изучалось на основе модели фазового поля [6]. Этот метод объединил моделирование двухфазного потока в реальном сепараторе, был протестирован и показал хорошие результаты.

Эти исследования показывают, что интерес к автоматизации и моделированию систем сброса воды из нефтегазовых сепараторов растет. Это важная область исследований, поскольку она может помочь повысить эффективность и безопасность процесса добычи нефти и газа.

1.1.2 Описание технологического процесса сбора воды в нефтегазовом сепараторе

Сбор воды в нефтегазовом сепараторе является частью процесса трехфазного разделения, в котором участвуют нефть, газ и вода. [7]

Процесс сбора воды в НГСВ включает следующие этапы.

1. Подготовка потока: Скважинный поток поступает в сепаратор через входное устройство, которое равномерно распределяет поток и снижает его импульс.

2. Разделение фаз: Поток проходит через гравитационную/коалесцирующую зону, где происходит разделение нефтяной и водной фаз. Капли нефти поднимаются вверх, а капли воды оседают на дно из-за разницы в плотности. Для усиления разделения используются коалесцирующие устройства, такие как пластины или перегородки.

3. Обработка фаз: Разделенные нефтяная и газовая фазы поступают в зону выпуска, где они подвергаются дальнейшей обработке. Туманоуловители и вихревые рассекатели используются для удаления любой увлеченной жидкости или газа соответственно.

4. Сброс воды и контроль уровня воды: Система управления осуществляет сброс воды и контроль уровня воды на основе прямого измерения положения линии раздела фаз "нефть-вода" с использованием мультифазного датчика. В нижней части сепаратора отделяется водная фаза, которая формирует границу раздела с нефтяной фазой. Для контроля уровня воды применяется система, включающая датчик уровня, контроллер и сбросной клапан. Датчик уровня определяет положение границы раздела фаз и передает сигнал контроллеру, который регулирует открытие сбросного клапана для поддержания заданного уровня воды. Отделенная водная фаза выбрасывается из сепаратора через специальный клапан в систему водоотведения или очистки. Система обеспечивает сброс воды и контроль уровня воды в заданных интервалах значений. В зависимости от степени обводненности исходной

нефтяной эмульсии, сепарационная установка может работать как в циклическом, так и в непрерывном режиме.

Таким образом, технологический процесс сбора воды в НГСВ включает подготовку потока, разделение фаз, обработку фаз, контроль уровня воды и сброс воды. Этот процесс обеспечивает эффективную и точную работу сепаратора для сбора воды в нефтегазовой промышленности.

Процесс сбора воды в нефтегазовом сепараторе важен по нескольким причинам:

- Снижает содержание воды в нефтяной фазе, что улучшает ее качество и соответствует техническим условиям трубопровода.
- Снижает потенциал коррозии и образования накипи в нефтяной и газовой фазах за счет удаления растворенных солей и твердых частиц из водной фазы. [8]

Производительность процесса сбора воды зависит от нескольких факторов, таких как:

- Конструкция и конфигурация сепаратора, такие как его размер, форма, ориентация, внутренние компоненты и рабочее давление.
- Внешние условия, такие как пенообразование, отложение парафина, накопление твердых частиц, коррозия и шламообразование.

Процесс сбора воды в нефтегазовом сепараторе может быть смоделирован математически с использованием балансов массы и импульса, термодинамики, механики жидкости и эмпирических соотношений. Основными уравнениями для моделирования являются:

– Уравнение непрерывности: $\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{v}) = 0$.

– Уравнение момента импульса: $\frac{\partial (\rho \mathbf{v})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{v} \mathbf{v}) = -\nabla p + \nabla \cdot \boldsymbol{\tau} + \rho \mathbf{g}$.

– Уравнение энергии: $\frac{\partial (\rho e)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho e \mathbf{v}) = -p \nabla \cdot \mathbf{v} + \nabla \cdot (\boldsymbol{\tau} \cdot \mathbf{v}) + \nabla \cdot (\lambda \nabla T) + Q$.

– Уравнение состояния: $p = f(\rho, T, x)$.

– Фазовое равновесие: $y_i = K_i x_i$.

где ρ – плотность,

v – скорость,
 p – давление,
 τ – тензор напряжений,
 g – гравитационное ускорение,
 e – удельная внутренняя энергия,
 λ – теплопроводность,
 T – температура,
 Q – член источника/поглотителя тепла,
 x и y – мольные доли жидкости и газа соответственно,
 K_i – константа равновесия для компонента i .

Приведенные выше уравнения могут быть решены численно с помощью методов конечных разностей, конечных объемов или конечных элементов.

Граничные и начальные условия задаются в соответствии с геометрией и условиями эксплуатации сепаратора. Решение дает пространственное и временное распределение давления, температуры, скорости и состава каждой фазы в сепараторе.

Эффективность сбора воды может быть рассчитана путем сравнения массовых расходов воды на входе и выходе сепаратора.

Процесс разделения нефтесодержащего состава осуществляется в специальном устройстве, известном как нефтегазосепаратор или, коротко говоря, сепаратор. Отрывок сепаратора (первая камера) иллюстрирован на рисунке 2. На данном рисунке цифрами обозначены следующие элементы:

- 1 – датчик давления газа,
- 2 – датчик уровня жидкости,
- 3 – разделительная перегородка между камерами сепаратора высотой $h_{пер}$,
- 4 – устройство управления,
- 5 – датчик температуры,
- 6 – датчик гидростатического давления жидкости,
- 7 – клапан для освобождения воды,
- 8 – входной клапан для подачи нефтесодержащей смеси.

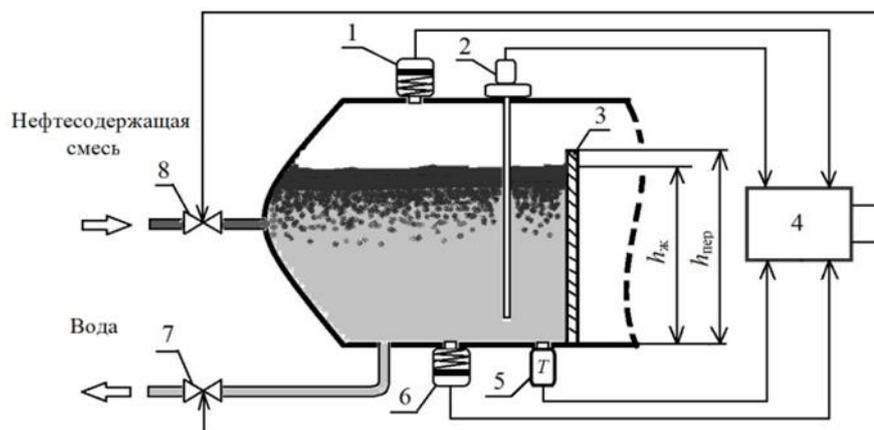


Рисунок 2 – Первая камера устройства сепарации

1.1.3 Разработка структурной схемы АСУ

Структурная схема системы приведена в приложении А.

Блок–схема – это графическое представление системы, которое показывает взаимосвязи между ее компонентами и входами/выходами.[9] Блок–схема может помочь упростить и проанализировать сложную систему, разбив ее на более мелкие подсистемы или функциональные блоки.

Блок–схема АСУ (автоматической системы управления) для системы нефтегазового сепаратора показана на рисунке. Автоматизация процесса управления включает в себя контроль и регулирование регулирующих клапанов, управление уровнем, расходом и давлением. Централизованное управление осуществляется с помощью команд "включить/выключить", "остановить/запустить", "открыть/закрыть".

Объектом управления является блок первой ступени сепарации. Все параметры системы передаются в SCADA–систему, которая обеспечивает дистанционное (диспетчерское) и автоматическое управление распределенными устройствами, а также наблюдение за параметрами системы. Для обеспечения открытой и распределенной структуры системы предпочтительно использовать иерархическую структуру.

Исполнительным механизмом является устройство, которое преобразует выходные сигналы контроллера в физическое воздействие на процесс. В

качестве исполнительного механизма может быть использован регулирующий клапан, насос или двигатель.

Датчик – это устройство, которое измеряет физические переменные процесса и преобразует их в электрические сигналы, которые могут быть переданы контроллеру. Датчиками могут быть датчики давления, уровня, расходомеры и температуры.

Для обмена информацией между уровнями системы используются протоколы связи Fieldbus, такие как Profibus, Modbus TCP и Modbus RTU. Эти протоколы позволяют передавать данные между контроллерами и модулями ввода/вывода.

На верхнем уровне системы находятся компьютеры с НМІ (Human–Machine Interface) и SCADA–пакетами. Оператор может наблюдать за процессами с любого компьютера в сети, однако управление осуществляется с одного компьютера или функции управления распределяются между несколькими компьютерами.

Цель АСУ ТП – поддержание уровня воды в сепараторе и резервуаре для воды в заданных пределах с минимальной скоростью сброса воды. АСУ ТП обеспечивает регулирование и контроль параметров процесса для оптимального функционирования системы.

1.1.4 Разработка функциональной схемы автоматизации

Функциональная схема автоматизации представляет собой технический документ, входящий в основной набор рабочих чертежей разрабатываемой системы автоматизации (СА). Эта схема создается для визуализации значимых технических решений. На ней изображаются технологическое оборудование, связующие элементы (например, трубопроводы и газопроводы) автоматизированной системы, средства автоматизации и контуры, отвечающие за управление, регулирование и контроль.

Функциональная схема автоматизации может быть представлена в развернутом или упрощенном виде.

Функциональная схема системы находится в приложении Б.

1.1.5 Разработка схемы информационных потоков АСУ

Понимание функционирования АСУ системы сбора воды неотъемлемо связано с анализом её блок–схемы. Блок–схема представляет собой графическое представление последовательности операций и взаимодействий между отдельными компонентами системы.

В основе процесса водосброса лежат датчики, которые измеряют ряд ключевых параметров в процессе работы сепаратора нефти и газа. К таким параметрам относятся уровень воды, давление, температура и проток воды. Результаты измерений датчиками передаются в контроллер в виде электрических сигналов.

Контроллер, будучи центральным элементом системы управления, интерпретирует полученные сигналы и принимает решения о необходимых действиях. Это могут быть команды исполнительным устройствам, таким как клапаны и насосы, для коррекции процесса в соответствии с заданными параметрами.

Блок–схема АСУ должна отражать все эти элементы и показывать направление потока сигналов между ними. Схема позволяет иллюстрировать, как система обрабатывает информацию, принимает решения и реагирует на изменения рабочих условий.

Данная схема состоит из трех уровней хранения и сбора информации.

1. Нижний уровень (уровень сбора и обработки) – на данном уровне представлены данные физических устройств ввода/вывода, включающие в себя данные дискретных и аналоговых сигналов.

2. Средний уровень (уровень текущего хранения) – данный уровень представляет собой буферную базу данных.

3. Верхний уровень (уровень архивного хранения и уровень КИС хранения) – сбор и хранение информации.

Подобная схематизация позволяет наглядно представить процесс управления, его структуру и основные принципы работы. Также она служит

основой для более глубокого понимания функционала системы и её оптимизации, позволяя инженерам и специалистам по управлению системами разрабатывать более эффективные и надежные АСУ.

Структурная схема системы приведена в приложении В.

1.2 Выбор оборудования АСУ

1.2.1 Выбор контроллерного оборудования

Для автоматизации и моделирования системы сброса воды из нефтегазового сепаратора необходимо выбрать подходящие устройства управления, которые будут выполнять задачи контроля и регулирования параметров процесса, таких как давление, температура, уровень и расход жидкости в сепараторе. Для этого необходимо выполнить следующие шаги.

1. Определить требования к системе управления. Учесть специфику технологического процесса, необходимую точность, время отклика и сложность задач управления. [11]

2. Обзор доступных устройств управления. Исследовать различные типы устройств управления, представленных на рынке. К ним относятся программируемые логические контроллеры (ПЛК), распределенные системы управления (РСУ), системы контроля и сбора данных (СКАДА) и т.д.

3. Оценить устройства управления по требованиям к системе. Проверить, способны ли устройства управления выполнять необходимые задачи, работать в заданных условиях и обеспечивать требуемую точность и время отклика.

4. Учесть стоимость и поддержку поставщика. Рассмотреть стоимость устройств управления и поддержку, предоставляемую поставщиком. К ним относятся начальная стоимость, стоимость обслуживания и доступность технической поддержки.

5. Принять решение о выборе лучшего устройства управления для системы.

В таблице 1 представлены основные характеристики, стоимость и поддержка различных типов устройств управления для системы сброса воды из нефтегазового сепаратора.

Таблица 1 – Сравнение различных типов контрольного оборудования

Тип устройства	Характеристики	Стоимость	Поддержка
ПЛК	Высокая надежность, простота программирования и настройки, низкое энергопотребление, возможность работы в широком диапазоне температур и давлений, поддержка различных протоколов связи	Низкая	Высокая
PCU	Высокая функциональность, гибкость конфигурации, возможность масштабирования и интеграции с другими системами, поддержка различных протоколов связи	Высокая	Средняя
СКАДАПИ Д	Высокая функциональность, возможность удаленного мониторинга и управления процессом, обработки и анализа больших объемов данных, визуализации и архивации информации	Средняя	Средняя

На основании сравнительного анализа можно сделать вывод, что для системы сброса воды из нефтегазового сепаратора наиболее подходящим типом устройства управления является централизованный ПЛК. Централизованный ПЛК обладает достаточной функциональностью для выполнения задач контроля и регулирования параметров процесса, при этом имеет низкую стоимость и высокую поддержку поставщика. Централизованный ПЛК также характеризуется высокой надежностью и простотой эксплуатации, что важно для работы в условиях нефтегазовой отрасли.[12]

Для выбора конкретной модели централизованного ПЛК были использованы следующие критерии: количество интерфейсов, поддерживаемые протоколы связи, диапазон напряжения питания, габаритные размеры и масса. Был проведен обзор научных статей и интернет-ресурсов, посвященных применению централизованных ПЛК для систем сброса воды из нефтегазового сепаратора.

На основании этого были выбраны три модели централизованных ПЛК: Siemens S7–1200 , Schneider Electric Modicon M221 и DVP04AD–H3(Китай).

В таблице 2 представлены параметры, цены, преимущества и недостатки этих моделей.

Таблица 2 – Сравнение различных типов ПЛК

Модель ПЛК	Параметры	Цена
Siemens S7–1200(Германия)[13]	<ul style="list-style-type: none"> – 14 цифровых входов/10 цифровых выходов/2 аналоговых входа/2 аналоговых выхода; – поддержка протоколов Modbus TCP/IP, Ethernet/IP, Profinet; диапазон напряжения питания (20.4–28.8) В; – размеры 110x100x75 мм; – масса 0.4 кг 	300\$
Schneider Electric Modicon M221(Франция)[14]	<ul style="list-style-type: none"> – 16 цифровых входов/10 цифровых выходов/2 аналоговых входа/1 аналоговый выход; – поддержка протоколов Modbus TCP/IP, Ethernet/IP; – диапазон напряжения питания (100–240) В; – размеры 95x90x70 мм; – масса 0.3 кг 	259\$
DVP04AD–H3(Китай) [15]	<ul style="list-style-type: none"> – 20 цифровых входов/12 цифровых выходов/4 аналоговых входа/2 аналоговых выхода; – поддержка протоколов Modbus TCP/IP, Ethernet/IP, RS–485; – диапазон напряжения питания 24 В; – размеры 180x90x87 мм; – масса 0.3 кг 	107\$

Для принятия решения о выборе лучшего оборудования для АСУ были использованы следующие критерии: производительность, защита, интерфейсы, программирование, функции, стандарты безопасности и стоимость.

Исходя из этих критериев, я считаю, что наиболее подходящим оборудованием для АСУ является ПЛК Siemens S7–1200. Это потому, что он имеет самую высокую производительность среди трех моделей ПЛК; он имеет

интегрированную защиту от несанкционированного доступа, что повышает безопасность АСУ; он имеет встроенный интерфейс Ethernet, который обеспечивает быструю и надежную связь с другими устройствами АСУ; он прост в программировании с помощью TIA Portal, который является универсальным программным обеспечением для всех устройств Siemens; он имеет дополнительные функции, такие как подключение к облачным сервисам MindSphere и поддержка стандартов безопасности SIL 3 и PL e.

Основным недостатком ПЛК Siemens S7-1200 является его высокая стоимость по сравнению с другими моделями ПЛК. Однако это может быть оправдано его превосходной производительностью и функциональностью.



Рисунок 3 – ПЛК Siemens S7-1200

1.2.2 Выбор датчика давления

Датчик давления – это устройство, которое измеряет давление жидкости или газа и преобразует его в электрический сигнал. Датчики давления важны для системы сброса воды в нефтегазовом сепараторе, так как они позволяют контролировать и регулировать давление в различных частях технологического процесса и обеспечивать безопасность и эффективность работы сепаратора. [16]

Существуют различные типы датчиков давления, которые работают по разным принципам. Наиболее распространенными типами являются пьезорезистивные, емкостные и пьезоэлектрические датчики давления.

Принцип датчика давления

Пьезорезистивный датчик давления состоит из полупроводникового или металлического резистора, который изменяет свое сопротивление в зависимости от приложенного давления. Пьезорезистивные датчики давления имеют высокую точность и стабильность, но подвержены влиянию температуры и требуют компенсации и калибровки.[17]

Емкостный датчик давления состоит из двух параллельных пластин, образующих конденсатор, расстояние между которыми изменяется под действием давления. Емкостный датчик давления имеет низкое энергопотребление и хорошую чувствительность к низкому давлению, но также чувствителен к температуре и влажности и может быть поврежден при высоком давлении.[18]

Пьезоэлектрический датчик давления состоит из материала, который генерирует электрический заряд при приложении механического напряжения. Пьезоэлектрический датчик давления имеет высокую скорость отклика и способен измерять как статическое, так и динамическое давление, но имеет низкую точность и стабильность и не может измерять постоянное давление.

Для выбора наиболее подходящего датчика давления для системы сброса воды в нефтегазовом сепараторе необходимо учитывать критерии и спецификации проектирования, такие как:

Диапазон измеряемого давления: от атмосферного до 100 бар (1500 фунтов на квадратный дюйм) .

Диапазон рабочей температуры: от -40 до $+120$ °C (-40 до 248 °F) .

Тип выходного сигнала: ((4–20)) мА или (0–10) В .

Точность измерения: не менее 0.5 % .

Надежность и долговечность: способность работать в агрессивных условиях с высокой влажностью, коррозией и загрязнением.

В таблице 3 ниже приведены параметры, цены и сравнение различных датчиков давления, доступных на рынке.

Таблица 3 – Сравнение различных датчиков давления

Название	Тип	Диапазон измерения	Точность	Выходной сигнал	Цена
Rosemount 3051S(США)[19]	Пьезорезистивный	(0 – 100) бар	0.025 %	4 – 20 мА	1500 \$
WIKA S-10(Германия)[20]	Пьезорезистивный	(0 – 100)Мбар	0.25 %	4 – 20 мА	300 \$
МРМ4783 (Китай)[21]	Емкостный	(0 – 100)Мбар	0.5 %	4 – 20 мА или 0 – 10 В	250 \$

Исходя из этих сравнительных характеристик, рекомендуется выбрать Rosemount 3051S в качестве наилучшего датчика давления для ACS. Он обладает высокой точностью и стабильностью измерений, а также предлагает дополнительные функции, такие как компенсация температуры и цифровая коммуникация. Несмотря на его более высокую цену, эти преимущества компенсируют этот фактор.



Рисунок 4 – Датчик давления «Rosemount 3051S» [19]

Датчики предназначены для работы во взрывобезопасных и взрывоопасных условиях. Взрывозащищенные датчики имеют вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» или «искробезопасная электрическая цепь».

1.2.3 Выбор уровнемера

Уровнемер – это прибор, который измеряет уровень жидкости или твердого вещества в резервуаре или сосуде. Для измерения уровня и интерфейса в нефтегазовом сепараторе можно использовать различные технологии, такие как направленный радар, радиометрический или емкостный метод. В этом разделе мы сравним и оценим разные устройства на основе их характеристик и особенностей, а также выберем наилучший вариант с обоснованием.

Таблица 4 показывает параметры разных устройств для измерения уровня и интерфейса в нефтегазовом сепараторе.

Таблица 4 – Сравнение уровнемеров

	VEGAFLEX 86(Россия)[22]	LST300 (Китай)[23]	Liquicap M FMI51(Россия)[24]
Технология	Направленный радар	ультразвуковой	Емкостный
Рабочий диапазон	до 75 м	0.25 до 23 м	до 6 м
Выходной сигнал	(4–20) мА HART	(4–20) мА HART	(4–20) мА HART
Мощность	(12–36) В постоянного тока	24 В постоянного тока	(12–36) В постоянного тока
Точность измерения	±2 мм	±0.15 %FS	±10 мм
Цена	1500\$	600\$	428\$

Направленный радар: Эта технология использует высокочастотный микроволновый импульс, который направляется вдоль кабеля или стержня. Она измеряет время полета отраженного импульса для определения уровня или интерфейса.

Преимущества этой технологии заключаются в том, что она не зависит от плотности среды и поэтому очень точна, дважды надежна благодаря «второй линии защиты» и укорачиваемый стержень обеспечивает высокую гибкость при планировании.

Недостатки этой технологии заключаются в том, что она ограничена длиной зонда, подвержена влиянию налета или коррозии на зонде и требует калибровки для разных сред.

Емкостный: Эта технология использует кабельный электрод, который образует конденсатор со стенкой сосуда. Она измеряет изменение емкости, вызванное изменением уровня или интерфейса.

Преимущества этой технологии заключаются в том, что она имеет простой и надежный дизайн, низкие затраты на обслуживание и установку и подходит для проводящих и непроводящих сред.

Недостатки этой технологии заключаются в том, что она подвержена влиянию налета или коррозии на электроде, чувствительна к изменениям свойств среды, таких как диэлектрическая постоянная и требует калибровки для разных сред.

Относительный лучший выбор с обоснованием объясняет, почему одно устройство более подходит, чем другие, на основе критериев выбора. Для выбора уровнемера для нефтегазового сепаратора мы можем использовать следующие критерии: точность измерения, надежность работы, гибкость планирования и стоимость устройства. Исходя из этих критериев, мы можем выбрать направленный радар как относительно лучший выбор для измерения уровня и интерфейса в нефтегазовом сепараторе. Обоснование этого выбора заключается в следующем:

- VEGAFLEX 86 имеет самую высокую точность измерения (± 2 мм) по сравнению с другими технологиями (± 10 мм для емкостного).
- VEGAFLEX 86 имеет двойную надежность благодаря «второй линии защиты», которая предотвращает протечку среды в случае повреждения зонда.
- VEGAFLEX 86 обеспечивает высокую степень гибкости планирования, поскольку зонд может быть укорочен в соответствии с длиной резервуара.

Таким образом, мы можем заключить, что VEGAFLEX 86 является наилучшим выбором для измерения уровня и интерфейса в нефтегазовом

сепараторе, так как он обеспечивает высокую точность, надежность, гибкость и оптимальную стоимость.



Рисунок 5 – Датчик TDR для непрерывного измерения уровня и межфазного уровня жидкостей «VEGAFLEX 86»

1.2.4 Выбор расходомера

Расходомер – это прибор, который измеряет объемный или массовый расход жидкости или газа в трубопроводе. Расходомеры используются для контроля и регулирования процессов разделения нефти и газа, а также для определения доли каждой фазы в многофазном потоке. Выбор подходящего расходомера зависит от многих факторов, таких как:

- Состав и свойства многофазного потока (плотность, вязкость, давление, температура, наличие примесей и т.д.)
- Тип и режим многофазного потока (пузырьковый, смешанный, пробковый, ламинарный, турбулентный и т.д.)
- Требования к точности и надежности измерений
- Технические и экономические ограничения (диаметр трубы, расположение расходомера, стоимость установки и обслуживания и т.д.)

Для контроля расхода воды и нефти требуется подобрать расходомер. Выбор осуществлялся из представленного списка приведенных в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение расходомеров

Тип	UFM 3030(Швейцарии)	F-5500(Китай)	Метран– 370(Россия)
Наличие взрывозащиты	есть	есть	есть
Температурный диапазон эксплуатации	от – 50 до +60 °С	от –50 до +120 °С	от –60 до +75 °С
Выходной сигнал	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА
Питание	24 В	(12–24) В	24 В
Диапазон работ	(0.4 – 400) м³/Ч	(0.4 – 500) м³/Ч	(0.5 – 300) м³/Ч
Погрешность измерения	1,0 %	0,5 %	0,5 %
Цена	2358\$	1086\$	714\$

По этим параметрам можно сделать следующий вывод.

– Орифициальный расходомер может измерять многофазный поток, но требует наличия дополнительных датчиков давления и температуры для коррекции плотности потока. Он также создает значительное сопротивление потоку и увеличивает гидравлические потери в трубопроводе. Он может быть подвержен загрязнению потока и требует регулярной очистки. Он имеет простую конструкцию и легко устанавливается в трубопроводе.

– Ультразвуковой расходомер может измерять многофазный поток без вмешательства в трубопровод. Он не создает сопротивление потоку и не увеличивает гидравлические потери в трубопроводе. Он может быть чувствителен к загрязнению потока и требует регулярной проверки качества сигнала. Он имеет сложную конструкцию и требует специальной установки на трубопроводе.

– Электромагнитный расходомер может измерять многофазный поток без вмешательства в трубопровод. Он не создает сопротивление потоку и не увеличивает гидравлические потери в трубопроводе. Он не чувствителен к

загрязнению потока и не требует регулярной очистки. Он имеет простую конструкцию и легко устанавливается на трубопроводе.

Исходя из этого анализа, можно выбрать электромагнитный расходомер как наилучший вариант для системы сброса воды в нефтегазовом сепараторе. Этот тип расходомера обладает высокой точностью измерения, низким энергопотреблением, широким рабочим диапазоном давления и независимостью от плотности или вязкости потока. Единственным условием для его работы является наличие электрической проводимости потока, которая обычно достигается за счет наличия солей или других растворенных веществ в водной фазе.



Рисунок 6 – Электромагнитный расходомер «Метран–370» [25]

1.2.5 Выбор датчика температуры

Датчик температуры должен обеспечивать высокую точность, надежность и безопасность при работе в условиях высокого давления, вибрации и агрессивных сред. Кроме того, датчик температуры должен быть совместим с оборудованием автоматизации и контроля системы.

Для выбора датчика температуры необходимо учитывать следующие параметры: диапазон измерения температуры, выходной сигнал, питание, точность измерения и цена. На основании этих параметров можно сравнить различные типы датчиков температуры, предназначенных для нефтегазовой промышленности.

В таблице 6 приведены параметры некоторых датчиков температуры, подходящих для системы сброса воды в нефтегазовом сепараторе.

Таблица 6 – Сравнение датчика температуры

Тип датчика	PT4624(Китай) [26]	SensyTemp TSP411(Россия)[27]	Rosemount 3144P(США)[28]
Диапазон измерения температуры	(0–400)°C	–200°C до +600°C	– 200°C до + 850°C
Выходной сигнал	4–wire RTD	(4–20) mA/HART/PROFIBUS PA/FOUNDATION Fieldbus	(4–20) mA
Питание	24 В	(12–30) В	24 В
Погрешность измерения	±0.15°C	±0.15°C	±0.25°C
Цена	500\$	400\$	961\$

Из таблицы 6 видно, что все датчики температуры имеют достаточно широкий диапазон измерения температуры и высокую точность измерения. Однако они отличаются по типу выходного сигнала, питанию и цене.

Для выбора оптимального датчика температуры необходимо учитывать преимущества и недостатки каждого типа выходного сигнала. Например, 4–wire RTD обеспечивает наибольшую точность измерения, но требует сложной схемы подключения и большего количества проводов. Сигнал (4–20) mA является стандартным для промышленных приложений и устойчив к помехам, но требует дополнительного преобразования для подключения к оборудованию автоматизации и контроля. Сигнал напряжения имеет простую схему подключения и меньшее потребление энергии, но подвержен влиянию помех и потерям напряжения в проводах.

На основании сравнительного анализа можно сделать вывод, что наиболее подходящим датчиком температуры для системы сброса воды в нефтегазовом сепараторе является SensyTemp TSP411. Этот датчик имеет следующие преимущества:

– Выходной сигнал (4–20) mA/HART/PROFIBUS PA/FOUNDATION Fieldbus обеспечивает высокую точность измерения и устойчивость к помехам, а также возможность коммуникации с различными протоколами оборудования автоматизации и контроля.

– Питание (12–30) V DC позволяет использовать стандартные источники питания для промышленных приложений.

– Цена 400\$ является более экономичной по сравнению с другими датчиками температуры.



Рисунок 7 – Датчик температуры «SensyTemp TSP411»[27]

1.2.6 Выбор регулирующего клапана

Регулирующий клапан является важным элементом автоматической системы управления (АСУ), который обеспечивает регулирование расхода жидкости в системе сбора воды на нефтегазовом сепараторе. Для выбора подходящего регулирующего клапана необходимо учитывать следующие факторы:

– Тип и свойства жидкости, подлежащей регулированию. В данном случае жидкостью является вода с примесями нефти и газа, которая имеет определенную температуру, вязкость, удельный вес, давление пара и критические параметры. Эти свойства влияют на расчет коэффициента расхода (C_v) и перепада давления (ΔP) через клапан, а также на выбор материала и конструкции клапана.

– Цель и характеристики регулирования. В данном случае целью регулирования является поддержание заданного уровня нефти в сепараторе и обеспечение оптимального расхода воды на сброс. Для этого необходимо выбрать тип и размер клапана, которые обеспечивают требуемый диапазон регулирования (rangeability), коэффициент снижения расхода (turndown ratio), характеристику расхода (flow characteristic), уровень шума (noise level) и другие показатели производительности.

– Сравнение различных вариантов регулирующих клапанов по критериям эффективности, надежности, безопасности и стоимости. Для этого необходимо провести анализ параметров различных устройств, таких как цена, срок службы, потребление энергии, требования к обслуживанию и ремонту, совместимость с другими элементами АСУ и т.д.

В таблице 7 представлены параметры трех вариантов регулирующих клапанов для системы сбора воды: шаровой клапан Fisher Vee–Ball V150,[29] поворотный дисковый клапан ZDLP–16C[29] и линейный клапан Fisher GX.[29] Для расчета C_v и ΔP использованы стандарты ANSI/ISA–75.01.01 или IEC 60534–2–1, [30] а для оценки характеристик производительности использованы данные производителя.[29]

Таблица 7 – Сравнение регулирующего клапана

Название	Fisher Vee–Ball V(Россия)150	ZDLP–16C(Китай)	Fisher GX(Россия)
Тип клапана	Шаровой	Поворотный дисковый	Линейный
Размер клапана	от NPS 1 до 24 (DN 25 до 600)	от NPS 2 до 24 (DN 50 до 600)	от NPS 1/2 до 4 (DN15 до100)
Материал клапана	углеродистая сталь	углеродистая сталь	углеродистая сталь
Давление	PN 10 до 40	PN 10 до 40	PN 10 до 40
Коэффициент проходного сечения	0.5 до 2500	19 до 4500	До 130
Класс герметичности	Класс III, IV или VI	Класс II или VI	Класс IV или VI

Продолжение таблицы 7 – Сравнение регулирующего клапана

Крутящий момент привода	34 до 2268 Н·м	34 до 2268 Н·м	До 100 Н·м
Питание	(4–20) мА с HART	(4–20) мА с HART	(4–20) мА с HART
Срок службы (лет)	10	8	6
Цена	1500\$	1200\$	1000\$

На основании сравнительного анализа можно сделать вывод, что наиболее подходящим вариантом для системы сбора воды является шаровой клапан Fisher Vee–Ball V150. Этот клапан обладает следующими преимуществами.

– Высокая производительность: шаровой клапан имеет большой диапазон регулирования и коэффициент снижения расхода, что позволяет точно поддерживать заданный уровень нефти в сепараторе и оптимальный расход воды на сброс. Кроме того, шаровой клапан имеет равнопроцентную характеристику расхода, которая обеспечивает линейную зависимость между изменением расхода и изменением положения штока при постоянном перепаде давления.

– Низкий уровень шума: шаровой клапан имеет специальную конструкцию шара с выемками (V–notch), которая обеспечивает плавное изменение скорости потока жидкости при открытии и закрытии клапана. Это снижает уровень шума и вибрации в системе.

– Долгий срок службы: шаровой клапан имеет высокую надежность и долговечность благодаря прочному материалу корпуса и шара из нержавеющей стали и уплотнению из PTFE (политетрафторэтилен). Этот клапан также легко обслуживать и ремонтировать при необходимости.

– Высокая совместимость: шаровой клапан легко интегрировать с другими элементами АСУ благодаря наличию цифрового контроллера Fisher FIELDVUE DVC6200[29], который обеспечивает точное позиционирование штока и обратную связь по состоянию клапана.



Рисунок 8 – Шаровой клапан «Fisher Vee-Ball V150»[31]

1.3 Разработка математической модели системы сбора воды

1.3.1 Исполнительный орган (задвижка)

1. Управление задвижкой осуществляется с использованием частотного преобразователя и электродвигателя, которые управляются контроллером. Передаточная функция частотного преобразователя (ЧП) описывается как апериодическое звено первого порядка с коэффициентом передачи:

$$k_{\text{чп}} = \frac{f_{\text{max}} - f_{\text{min}}}{U_{\text{max}} - U_{\text{min}}} = \frac{50 \text{ Гц}}{10 \text{ В}} = 5 \frac{\text{Гц}}{\text{В}}. \quad (2)$$

где f_{max} – максимальное значение частоты на выходе ЧП (50 Гц);

f_{min} – минимальное значение частоты на выходе ЧП (0 Гц);

U_{max} – максимальное значение управляющего сигнала (10 В);

U_{min} – минимальное значение управляющего сигнала (0 В).

Временная постоянная частотного преобразователя определяется постоянной времени фильтра частоты и равна 0,1 сек:

$$W_{\text{чп}}(s) = \frac{k_{\text{чп}}}{T_{\text{чп}}s + 1} = \frac{5}{0.1s + 1}. \quad (3)$$

2. Передаточная функция асинхронного двигателя определяется как апериодическое звено первого порядка, поскольку во время работы двигатель работает в единственном статическом режиме:

$$W_{\text{ад}}(s) = \frac{k_{\text{ад}}}{T_{\text{ад}}s + 1}. \quad (4)$$

В рамках этого исследования нас не интересуют внутренние параметры и подробное математическое описание двигателя, поэтому мы рассматриваем двигатель с точки зрения контура входного напряжения – выходной частоты.

Коэффициент $T_{эд}$ – это время, за которое задвижка открывается из закрытого состояния, согласно номенклатуре на электропривод $T_{эд} = 1$ сек. Коэффициент усиления звена $k_{эд}$ определяется как:

$$k_{эд} = \frac{V_{\max} - V_{\min}}{f_{\max} - f_{\min}} = \frac{200 \text{ рад/с}}{50 \text{ Гц}} = 4 \text{ рад} . \quad (5)$$

Где f_{\max} – максимальное значение частоты на выходе ЧП (50 Гц);

f_{\min} – минимальное значение частоты на выходе ЧП (0 Гц);

V_{\max} – максимальное значение скорости вращения двигателя (200 рад/с);

V_{\min} – минимальное значение скорости вращения двигателя (0 рад/с);

Подставляя числовые данные в уравнение (5), мы получаем:

$$W_{эд}(s) = \frac{4}{1s + 1} . \quad (6)$$

3. Передаточная функция задвижки представлена на рисунке 14. Формула 15 обеспечивает открытие клапана за 4 секунды:

$$W_{кл}(s) = \frac{k_{кр}}{T_{кл}s} , \text{ где } \frac{k_{кр}}{T_{кл}} = 0,00005 \text{ с}^{-1} \quad (7)$$

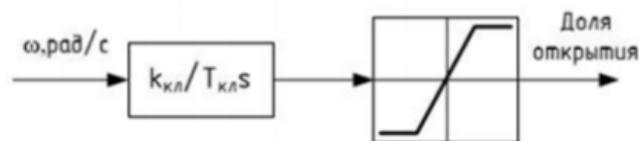


Рисунок 9 – Схема задвижки

Для преобразования сигнала от двигателя используется интегратор, который моделирует поведение клапана в заданном диапазоне. Сигнал с клапана представляет собой числовое значение в диапазоне от 0 до 100, что соответствует степени открытия клапана в процентах. В моделировании принимается, что расходная характеристика клапана является линейной. Ограничительное звено используется для демонстрации доли открытия клапана в диапазоне от 0 до 1.

1.3.2 Исполнительный орган (насос)

Для управления насосом необходимо использовать асинхронный двигатель и частотный преобразователь. Передаточная функция двигателя приближенно описывается апериодическим звеном первого порядка:

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

где $k_{дв}$ – это коэффициент усиления данного двигателя, из технической документации известно, что $k_{дв} = 0.89$, $T_{дв}$ рассчитывается по формуле: $T_{дв} = \frac{1}{2\pi Jc}$, где J – это момент инерции к валу двигателя, $J = 0.52 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$, а c – критическое скольжение асинхронного двигателя $c = 0.7 \%$.

Следовательно, $T_{дв} = 0.4375$, тогда подставив числовые значения в (8), получим:

$$W_{дв}(s) = \frac{0.89}{0.44s + 1} \quad (9)$$

Для этой системы используется линеаризованная модель частотного преобразователя:

$$W_{пч}(s) = \frac{k_{пч}}{T_{пч}s + 1} \quad (10)$$

где $k_{пч}$ – коэффициент усиления преобразователя частоты,
а $T_{пч}$ – постоянная времени преобразователя частоты.

Рассчитаем коэффициенты для преобразователя частоты: $k_{пч} = \frac{f}{I_3} = \frac{50}{16} =$

$3.125 \text{ Гц} / \text{мА}$, где $f = 50 \text{ Гц}$ – номинальная частота напряжения сети, $I_3 = 16 \text{ мА}$ – ток задания, принимается стандартным $(20-4) = 16 \text{ мА}$, $T_{пч} = 0.01 \text{ с}$.

Насос и гидравлическая сеть – инерционные звенья, которые могут быть представлены апериодическим звеном первого порядка:

$$W_n(s) = \frac{k_n}{T_n s + 1} \quad (11)$$

где k_n – коэффициент преобразования насоса,
 T_n – постоянная времени насоса, $T_n = 0.001 \text{ с}$.

При столь малой постоянной времени допустимо пренебречь и считать насос безынерционным звеном: $W_H(s) = k_H$, где $k_H = \sqrt{\frac{H}{\omega^2}}$. Согласно техническим характеристикам насоса $k_H = 0.1$.

1.3.3 Датчик

Передаточная функция датчика представляет собой коэффициент, который принимается равным 1 для всех случаев.

1.3.4 Объект управления

Объектом управления выступает сепаратор. В сепараторе управление осуществляется по двум уровням: первый – это уровень раздела фаз, и второй – общий уровень в сепараторе. Для моделирования этих процессов сначала определяется зависимость уровня жидкости от объема рабочего пространства сепаратора.

В качестве математической модели емкости сепаратора можно принять объект цилиндрической формы, лежащий на боковой грани, с шаровыми сегментами вместо оснований. Рассчитываем объем сферических частей емкости. Объем шарового сегмента, рассчитывается по формуле – это фигура, ограничивающая емкость с каждой стороны:

$$V = \pi h^2 \left(R - \frac{h}{3} \right), \quad (12)$$

где h – высота сегмента;

R – радиус шара.

Произведем расчет объема одного сферического сегмента, учитывая, что $h = 0,5$ м (высота сегмента h), а $R=4$ м, значение V для двух сегментов будет равняться примерно 6 м^3 , значение R и h определяется из конструкторской документации.

Объем сепаратора рассчитывается по формуле

$$V = S_{och} L = \pi R^2 L. \quad (13)$$

Объем жидкости в цилиндре лежащем на боковой грани с плоским основанием определяется по формуле:

$$V = S_{\text{сегм}} L, \quad (14)$$

где L – высота цилиндра;

S – площадь сегмента окружности.

Из рисунка 5 видно, что $S_{\text{сегм}}$ можно рассчитать по формуле:

$$S_{\text{сегм}} = S_{\text{сектора}ABC} - S_{\text{ABC}}. \quad (15)$$

Площадь сектора можно определить по формуле:

$$S_{\text{сектора}ABC} = \frac{\alpha R^2}{2}. \quad (16)$$

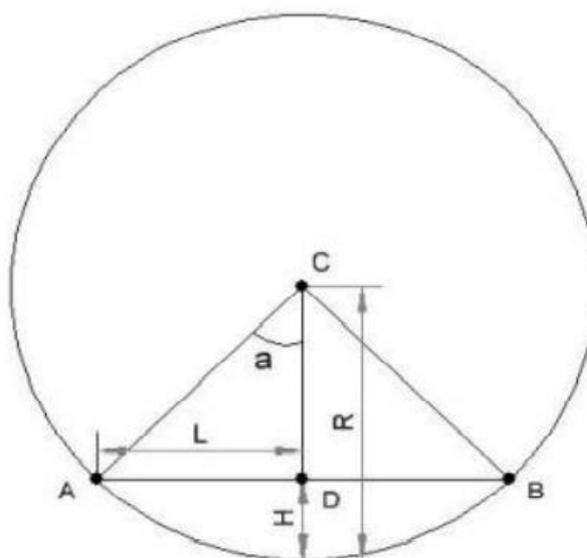


Рисунок 10 – Структурная схема[33]

Сегмент окружности ограничен дугой и хордой (рисунок 10). Угол α в этом случае определяется из соотношения:

$$\alpha = 2 \arccos\left(\frac{R-h}{R}\right), \quad (17)$$

На рисунке 10 представлен равнобедренный треугольник ABC, где $AC=CB=R$. Основание AB является неизвестным. Тем не менее, это основание равно двойному противолежащему катету одного из прямоугольных треугольников, которые образуют равнобедренный треугольник. Согласно

теореме Пифагора, значение этого катета может быть вычислено следующим образом:

$$\frac{AB}{2} = \sqrt{R^2 - (R-h)^2} = \sqrt{2Rh - h^2} \quad (18)$$

Зная все стороны треугольника, можно найти его площадь по формуле Герона:

$$S = \sqrt{p(p-a)(p-b)(p-c)} \quad (19)$$

$$p = \frac{2\sqrt{2Rh - h^2} + R^2 + R^2}{2} \quad (20)$$

В таблице 8 приведены габаритные размеры сепаратора.

Таблица 8 – Габаритные размеры сепаратора[30]

Объем, м ³	175
Давление (максимальное), МПа	1,6
Давление (рабочее), МПа	0,6
Длина, L мм	14000
Высота, H мм	4 м
Внутренний диаметр, D мм	3 м

Основываясь на произведённых выше расчетах, выполним построение зависимости уровня жидкости от ее объема в программе MS Excel (Расчетные данные приведены в приложении В). Полученный результат представлен на рисунке 10.

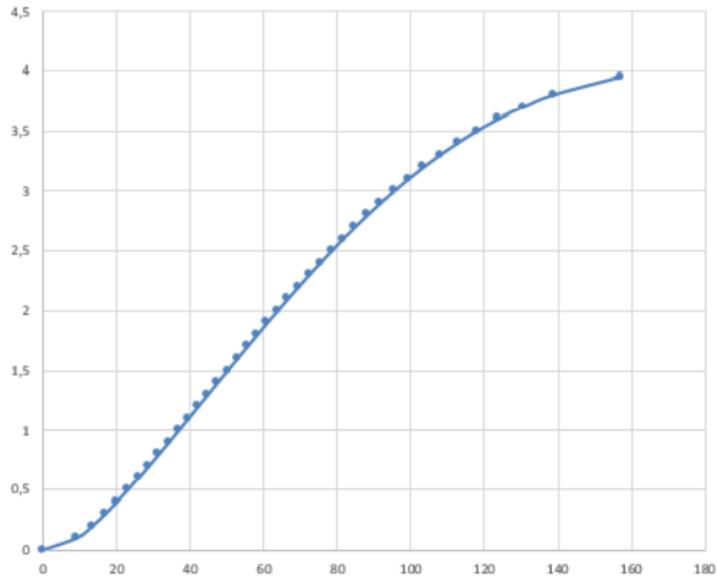


Рисунок 10 – Зависимость уровня жидкости от ее объема

Для получения линейной зависимости необходимо произвести аппроксимацию данной зависимости.

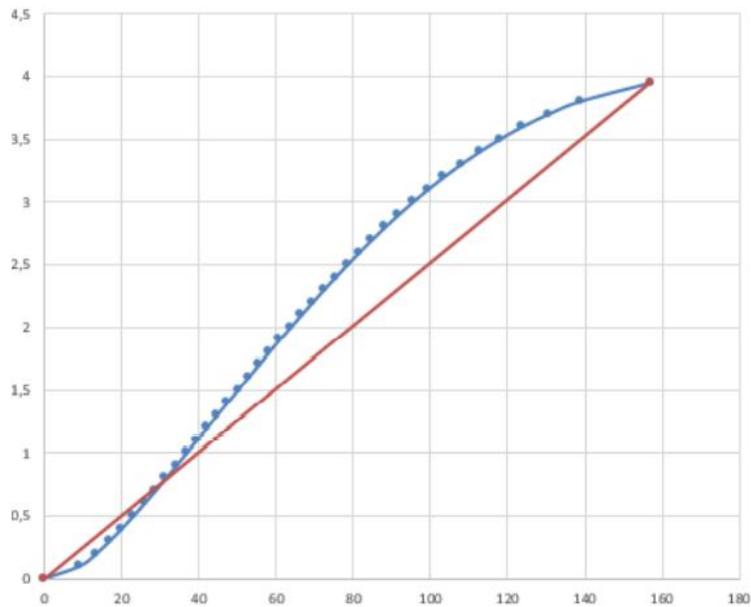


Рисунок 11 – Аппроксимированная линейная зависимость

Тангенс угла наклона прямой к оси ОХ находится по формуле:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{3.95}{157} = 0.025159 . \quad (21)$$

Тогда линейная зависимость будет иметь вид:

$$L(V) = 0.025V \quad (22)$$

В результате мы разработали модели сепаратора, насоса, двигателя и запорной арматуры, которые будут использоваться в последующих исследованиях. Эти модели станут основой для создания системной модели, контролирующей процесс подготовки нефтяных установок.

1.4 Моделирование работы системы сброса воды в в Simulink

Имитационное моделирование системы контроля накопления воды в нефтегазовом коллекторе будет осуществляться с помощью программного пакета Simulink MatLab. В рамках подготовки к этому моделированию, была разработана математическая модель для каждого составного элемента системы, как это представлено на рисунке 12.

Процесс проектирования включает в себя разработку алгоритма для автоматической регулировки технологического параметра. В этой конкретной системе, такие параметры включают уровень нефти и уровень разделения фаз нефть–вода в сепараторе. Важно, чтобы алгоритм обеспечивал контроль этих двух уровней. Регулирование уровня нефти в сепараторе осуществляется с помощью насоса и задвижки, а сброс воды происходит через задвижку на основании показаний с датчиков. Необходимо отметить, что процесс подогрева нефти в этих контурных областях регулирования не рассматривается в данной работе.

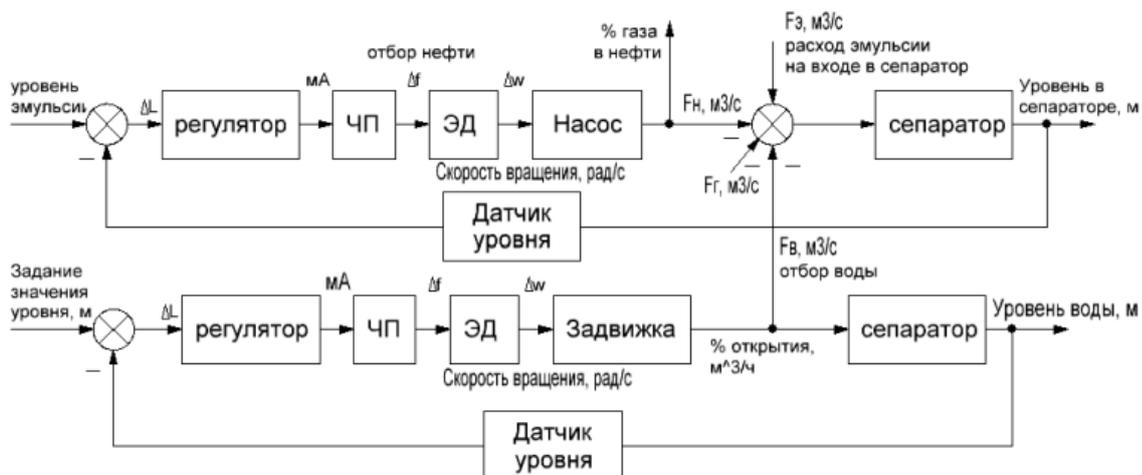


Рисунок 12 – Структурная схема

Рассматриваемая система оснащена двумя взаимосвязанными контурами управления. Верхний контур, как показано на рисунке 12, имитирует поддержание уровня нефти в сепараторе на предустановленной величине. В свою очередь, нижний контур моделирует уровень разделения фазы нефть–вода.

1.4.1 Контур регулирования уровня нефти

Контур управления уровнем эмульсии функционирует следующим образом. Первоначально, заданное значение уровня эмульсии подается на сумматор. В сумматоре из заданного значения вычитается текущий уровень в резервуаре, в результате чего вычисляется ошибка управления. Данная ошибка управления направляется на регулятор.

В регуляторе формируется управляющий сигнал, который в последующем активирует насос. Этот процесс активации осуществляется с использованием частотного преобразователя и электродвигателя, что обеспечивает гибкость и точность управления.

Насос, при получении управляющего сигнала, начинает откачивать нефть из сепаратора. Стоит отметить, что скорость и интенсивность откачки насосом зависит от величины управляющего сигнала, генерируемого регулятором. Таким образом, система обеспечивает точное и эффективное управление уровнем эмульсии, что важно для обеспечения стабильности и эффективности работы всей системы разгрузки воды из сепаратора нефти и газа.[32]

1.4.2 Контур сброса воды

Контур регулирования уровня воды в сепараторе работает по следующему принципу. На вход сумматора подается реальное значение уровня воды в сепараторе, от которого отнимается значение уставки. Так, на выходе из сумматора мы получаем значение ошибки управления. Это значение ошибки направляется на второй регулятор.

Второй регулятор контролирует работу задвижки. Когда уровень воды достигает определенного значения, регулятор активирует задвижку. При этом задвижка открывается, и вода из сепаратора сливается. Работа задвижки

регулируется с помощью частотного преобразователя и электродвигателя, что обеспечивает эффективное и точное управление процессом.

Нужно учесть, что в сепаратор вместе с эмульсией может поступать некоторое количество газа. Именно поэтому мы добавляем значение этого газа на вход в поток эмульсии. Это дает возможность учитывать влияние газа на процесс сепарации.

Для дальнейшего моделирования процесса сепарации, важным шагом является получение передаточных функций каждого объекта в системе. Это позволяет более точно моделировать и прогнозировать поведение системы, учитывая взаимодействие всех ее компонентов.

1.4.3 ПИД–регулирование

ПИД–регулятор является одним из наиболее распространенных и простых в реализации способов регулирования технологических параметров в системах автоматического управления[34] ПИД–регулятор состоит из трех частей: пропорциональной (P), интегральной (I) и дифференциальной (D), которые обеспечивают соответственно быстроедействие, точность и устойчивость регулирования[34] ПИД–регулятор может быть использован для регулирования уровня нефти и воды в сепараторе нефтегазоводяной смеси.

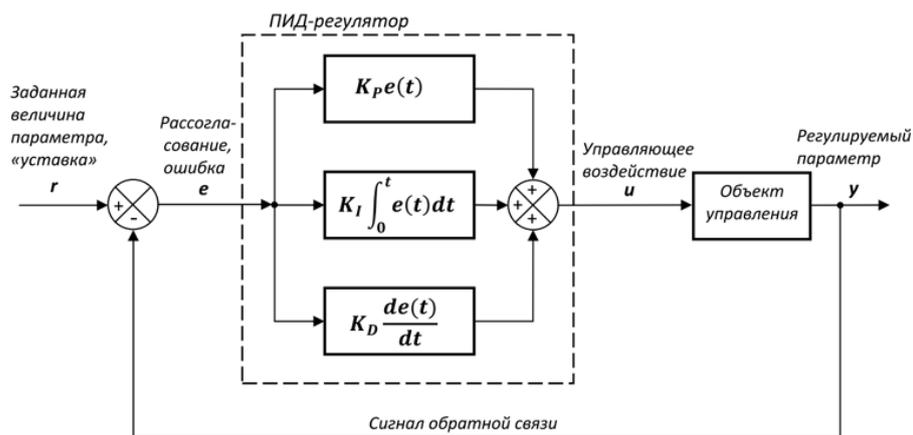


Рисунок 13 – Структурная схема ПИД–регулятора

Однако применение ПИД–регулятора для сепаратора нефтегазоводяной смеси имеет ряд преимуществ и недостатков. Среди преимуществ можно отметить простоту и легкость реализации ПИД–регулятора по сравнению с

более сложными методами регулирования, такими как модельное предиктивное управление (МПУ).[33] Среди недостатков можно выделить низкую эффективность и робастность ПИД-регулятора при наличии сложной динамики системы, множественных входов и выходов системы, ограничений и взаимодействий в системе[34]

Кроме того, при использовании ПИД-регулятора для сепаратора нефтегазоводяной смеси возникают ряд трудностей и сложностей при реализации управления. Среди них можно назвать следующие.

– Нефтеводяная эмульсия является смесью нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды, которые имеют различные физические свойства и характеристики потока. Сложно измерять и контролировать качество и количество каждой фазы точно.[34][35]

– Сепаратор нефтегазоводяной смеси является нелинейной, переменной по времени, многопараметрической и связанной системой, которая имеет различные режимы и условия работы. Она подвержена различным возмущениям таким как изменения нагрузки, давления, температуры, вязкости, плотности и состава эмульсии.

– Сепаратор нефтегазоводяной смеси имеет большие мертвые времена, большие постоянные времени инверсные отклики, которые затрудняют настройку параметров ПИД-регулятора для быстрого отклика и минимального перерегулирования.

– Сепаратор нефтегазоводяной смеси имеет несколько контурных циклов, которые взаимодействуют друг с другом и могут вызывать неустойчивость или колебания, если они не согласованы должным образом¹².

Для обеспечения добротного эффективного и робастного регулирования уровня нефти и воды в сепараторе нефтегазоводяной смеси необходимо правильно подобрать параметры ПИД-регулятора для каждого контура. Для этого существуют различные методы настройки ПИД-регулятора, которые можно разделить на классические и современные.

Классические методы настройки ПИД-регулятора основаны на аналитических или эмпирических зависимостях между параметрами ПИД-регулятора и характеристиками динамики системы, такими как постоянная времени, мертвое время, коэффициент усиления и т.д. Классические методы включают в себя метод Циглера–Никольса, метод Козна–Куна, метод лямбда-настройки, метод внутренней модели управления (ВМУ) и другие. Эти методы могут обеспечить удовлетворительные результаты для простых систем с низкорядковой динамикой, но они могут быть не подходящими для сложных систем с высокорядковой динамикой, нелинейностями, неопределенностями и возмущениями.

Современные методы настройки ПИД-регулятора основаны на использовании интеллектуальных техник оптимизации, таких как генетический алгоритм (ГА), алгоритм роя частиц (АРЧ), нечеткая логика (НЛ) или нейронная сеть (НС), для поиска оптимальных параметров ПИД-регулятора по заданным критериям качества управления. Эти методы могут обеспечить лучшую производительность и робастность, чем классические методы, но они требуют больше вычислительных ресурсов и экспертизы для проектирования и поддержания.

В качестве регулирования будем использовать пропорционально-интегрально-дифференцирующий (ПИД) регулятор, он позволяет обеспечить быстрое и качественное регулирование за кратчайшие сроки с минимальной чувствительностью к стороннему возмущающему воздействию. ПИД-регулятор используется в САУ для поддержания заданного параметра максимально близкого значения.

ПИД-регулятор сравнивает отклонение разницы двух сигналов между задающим и измеренным значением, после чего по найденной ошибке формирует управляющий сигнал. Первый сигнал пропорционален этому отклонению, второй пропорционален интегралу отклонения, а третий пропорционален производной отклонения. Процесс регулирования и поддержания давления осуществляется путем подачи на вход блока управления

двух сигналов: сигнала управления, являющегося задающим, $y^*(t)$ и текущего $y(t)$, значение которого приходит с датчика давления. Далее находится ошибка $e(t) = y^*(t) - y(t)$, относительно которой формируется управляющий сигнал $u(t)$.

По рассогласованию регулятор уровня формирует задание по положению регулирующего органа. Заданное положение регулирующего органа устройства сравнивается с его текущим положением. На основе рассогласования по положению блок управления формирует управляющий сигнал на исполнительный механизм

1.4.3 Результат имитационной модели в Simulink

Для моделирования предложенной системы управления использовалась программа Simulink. Структура имитационной модели в Simulink была построена для сепаратора смесителя нефти и воды.

Структура имитационной модели представлена на рисунке 11 (Конкретная схема конструкции приведена в Приложении 3).

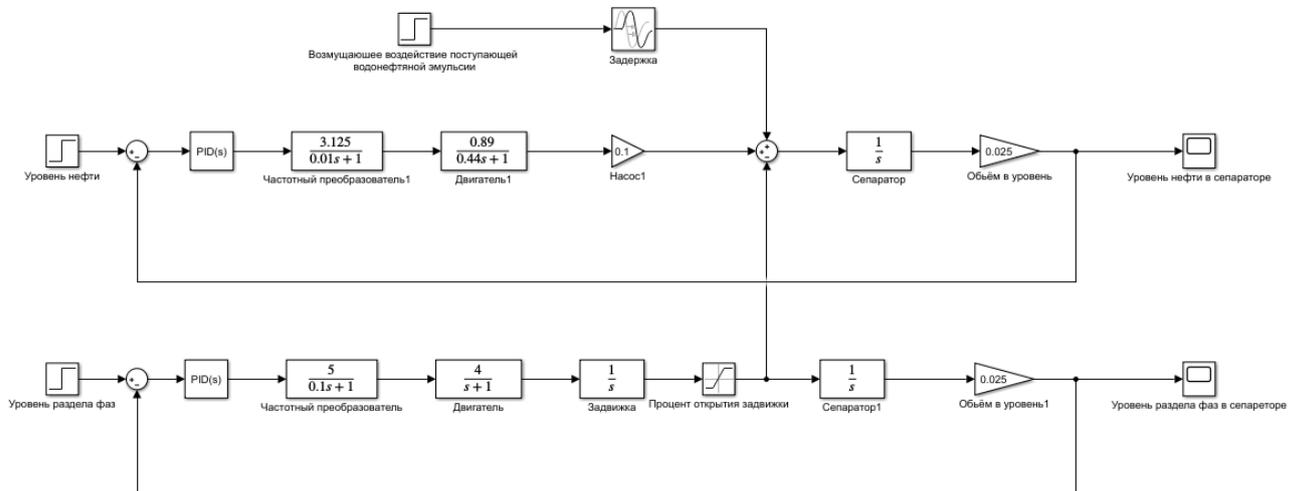


Рисунок 14 – Структура имитационной модели

На рисунке 11 ПИД-регулятор настраивается ПИД-регулятор настраивается с помощью метода использования функции автонастройки модуля ПИД-регулятора.[36] Процесс автонастройки описан ниже.

Шаг 1 является открытие модуля ПИД-регулятора, и чтобы начать его использовать, необходимо сначала "Применить", а затем нажать на "Настроить".

Шаг 2 Войдите в следующий интерфейс, сдвигая "Время отклика" и "Переходное поведение", чтобы настроить желаемую величину проскакивания, время отклика и т.д.

Шаг 3 После настройки вы можете проверить перерегулирование, пиковое значение и запас, а затем нажмите "Обновить блок", чтобы обновить значения P, I и D в нашем модуле Simulink.

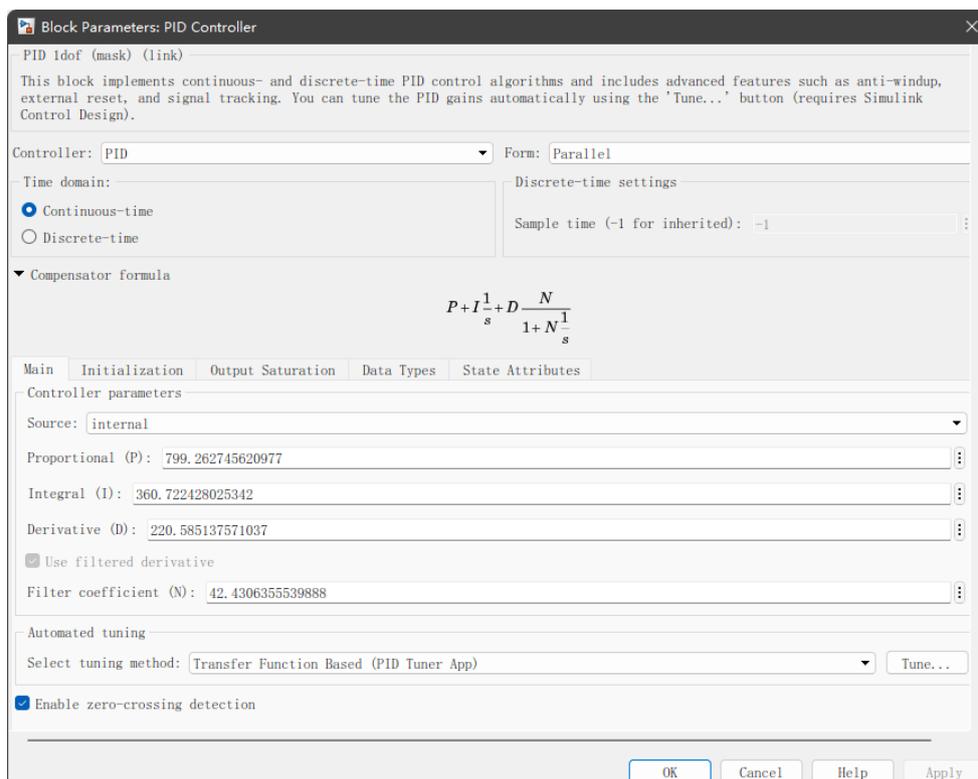


Рисунок 15 – Элементы ПИД-регулятора

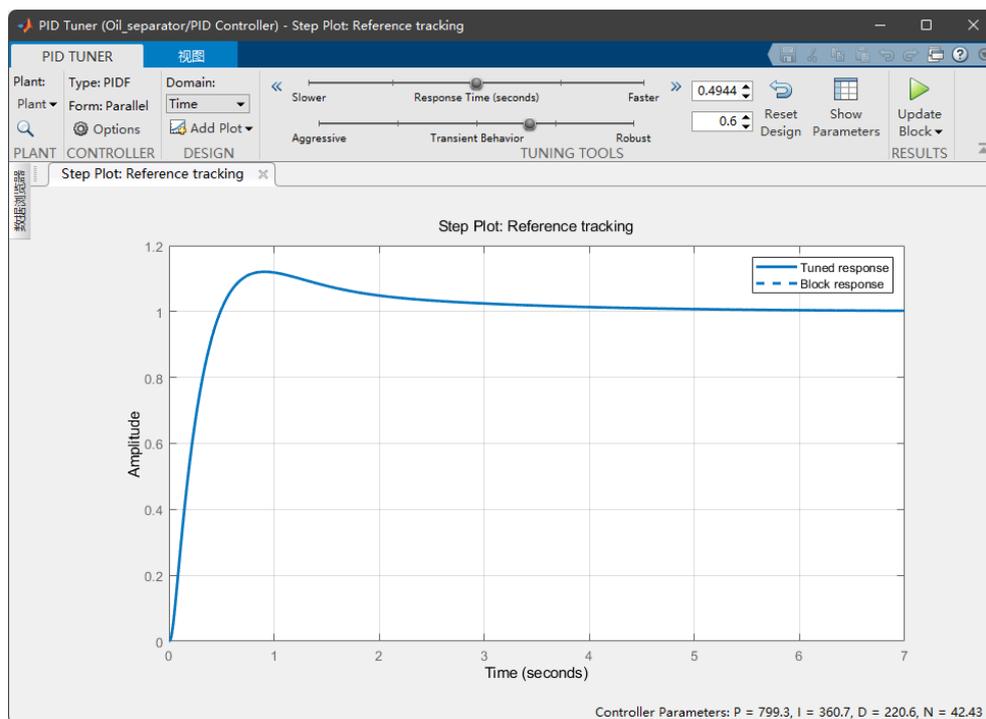


Рисунок 16 – Элемент автоматической настройки параметров ПИД-регулятора

Получаем коэффициенты для ПИД-регулятора, как показано в таблице 9

Проанализируем полученный результат таблице 9 представлены коэффициенты ПИД-регуляторов.

Таблица 9 – Коэффициенты ПИД-регулятора

	Кп	Ки	Кд
Контур регулирования отбора нефти	799.262	360.722	220.585
Контур регулирования отбора воды	0.0154	0.00004554	1.029

Подстановка параметров ПИД в имитационную модель дает следующие результаты.

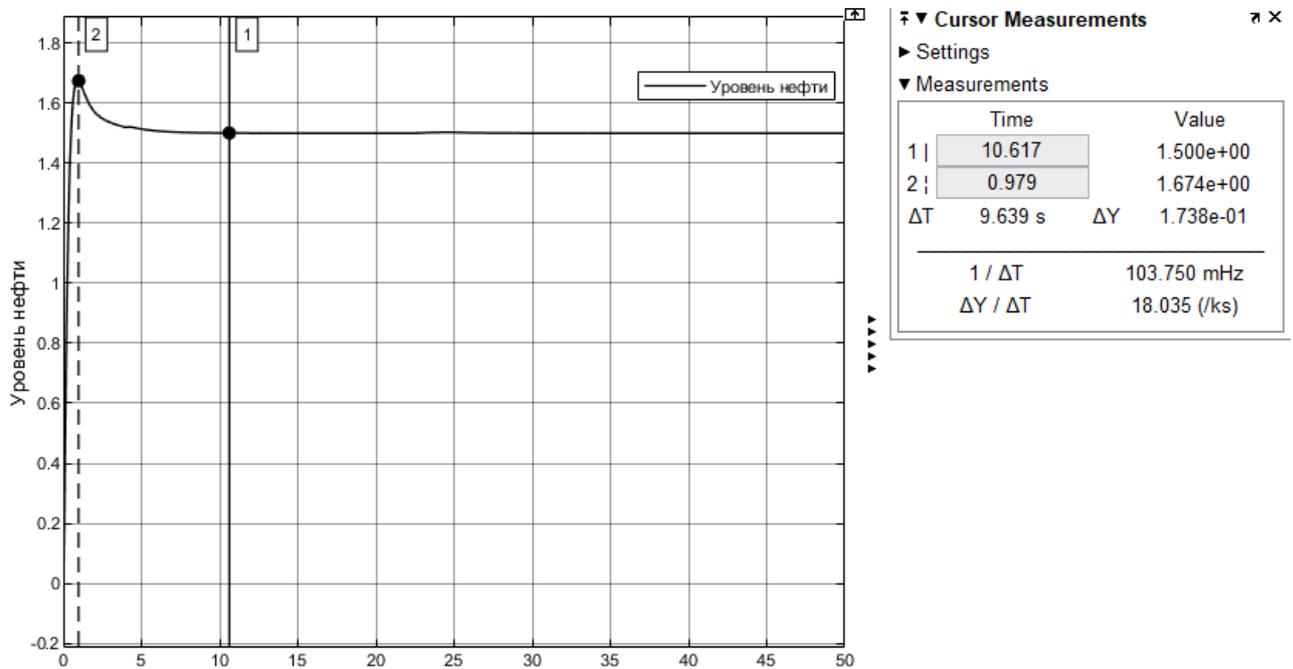


Рисунок 17 – График переходного процесса регулирования уровней в сепараторе в нефти

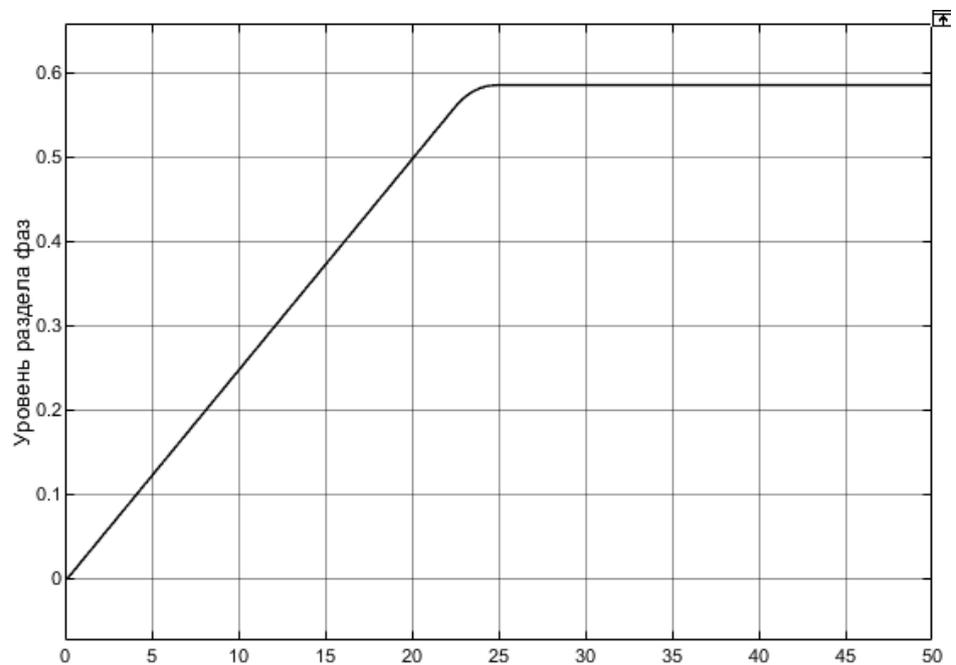


Рисунок 18 – График переходного процесса регулирования уровней в сепараторе в воде

На графике видно, что уровень масла достиг отметки 1,5 метра в 10,617 секунды, т.е. превышение составило 11,59 %. В 25 секунд уровень воды достигает заданной высоты.

1.5 Разработка экранной формы АСУ

Разработанные экранные формы приведены в приложении Е. Ниже приведено описание рабочих окон SCADA–системы.

SCADA системы играют важную роль в процессе разделения нефти и газа. Основные рабочие окна включают окно параметров процесса второй стадии разделения нефти и газа, окно экстренных сообщений и окно журналов и трендов.

Окно параметров процесса второй стадии разделения нефти и газа отображает в реальном времени ключевые параметры, такие как давление p , температура T , расход Q , уровень жидкости h и ток I . Эти параметры измеряются различными датчиками и обрабатываются системой SCADA. В частности, давление p , температура T и расход Q являются основными параметрами для мониторинга и управления процессом разделения. Когда эти параметры выходят за нормальный диапазон, система автоматически подает сигнал тревоги и запускает программу экстренного реагирования.

Окно экстренных сообщений предназначено для отображения и обработки различных возможных сбоев. Когда обнаруживается неисправность оборудования или параметры процесса выходят за нормальный диапазон, система SCADA автоматически разблокирует и запускает резервное оборудование или путь, в то же время система имитирует нормальную работу оборудования и регистрирует время запуска и завершения разблокировки, точку измерения и значение параметра, по которому выполнена разблокировка.

Кроме того, это окно поможет инженерам обнаруживать потенциальные проблемы с оборудованием или ошибки операции на основе долгосрочного наблюдения, чтобы они могли принять меры вовремя.

В целом, эти окна образуют ядро системы SCADA, предоставляя интегрированный подход к реальному мониторингу, обнаружению и

реагированию на сбои, а также к записи и анализу работы, обеспечивая таким образом сильную поддержку процессу разделения нефти и газа.

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

Студенту:

Группа	ФИО
158Т92	Чжао Гэнчэнь

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

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Среднерыночные цены РФ для определения стоимости материальных ресурсов. Нормативные документы НИ ТПУ, ФЗ «О минимальном размере оплаты труда» для определения оплаты труда исполнителей проекта.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Тариф электроэнергии 4,39 руб. кВт/ч., Районный коэффициент – 1,1.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления в социальные внебюджетные фонды 30 %;

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Оценить потенциальных потребителей исследования, проанализировать конкурентных решений, представить SWOT – анализ. Предложить возможные альтернативы проведения НИ.
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Представить план этапов работ, определить трудоёмкость и построить календарный график, сформировать бюджет НИ.
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определить интегральные показатели финансовой эффективности, ресурсоэффективности разработки. Рассчитать сравнительную эффективность проекта.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений. 2. Матрица SWOT-анализа 3. Морфологическая матрица роботизированной платформы 4. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей 5. Временные показатели проведения НИ 6. Бюджет НИ 7. Оценка характеристик вариантов исполнения 8. Сравнительная эффективность разработки.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2023 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН, ШБИП	Былкова Татьяна Васильевна	канд.экон .наук		01.03.2023 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
158Т92	Чжао Гэнчэнь		01.03.2023 г.

2 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

2.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

2.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования "Автоматизация и моделирование системы сброса воды в нефтегазосепараторе" с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения могут быть:

1) нефтегазовые компании и операторы, которым интересно оптимизировать процесс сброса воды для снижения операционных расходов и повышения ресурсоэффективности;

2) инжиниринговые и технологические компании, заинтересованные в разработке новых технологий и решений для повышения ресурсоэффективности и ресурсосбережения в нефтегазовой промышленности;

3) экологические организации и регулирующие органы, которым важно снижение негативного воздействия на окружающую среду и повышение уровня ресурсосбережения;

4) научное сообщество, занимающееся автоматизацией и моделированием процессов в нефтегазовой промышленности, ресурсоэффективностью и ресурсосбережением.

2.1.2 Анализ конкурентных технических решений

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

Таблица 10 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вескритерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Надежность	0,15	9	7	8	1,35	1,05	1,2
Производительность	0,2	8	9	7	1,6	1,8	1,4
Энергоэффективность	0,1	7	6	5	0,7	0,6	0,5
Инновационность	0,25	6	7	8	1,5	1,75	2
Удовлетворение потребностей клиента	0,3	8	6	7	2,4	1,8	2,1

Были сделаны следующие выводы.

1. Наиболее конкурентоспособными техническими решениями являются те, которые имеют высокие баллы по надежности (9), производительности (8), инновационности (8) и удовлетворению потребностей клиента (8).

2. Критерий энергоэффективности имеет меньший вес (0,1), что указывает на его меньшую значимость для оценки конкурентоспособности разработок.

3. Разработки, имеющие наивысшие значения весовых коэффициентов (К_ф) и баллов (К_{к1}, К_{к2}) по каждому критерию, обладают более высокой конкурентоспособностью.

4. Анализ оценочной карты позволяет определить сильные и слабые стороны каждого конкурента, что может быть использовано для принятия решений по дополнительным мерам по повышению конкурентоспособности разработок и улучшению их коммерческого потенциала.

2.1.3 SWOT– анализ

Таблица 11 – SWOT–анализ проекта

Сильные стороны	Слабые стороны	Возможности	Угрозы
С1. Расширенное использование автоматизации ведет к улучшению процесса сепарации, увеличению его эффективности и надежности.	Сл1. Возможные технические сложности при внедрении автоматизированной системы, включая необходимость модернизации оборудования.	В1. Применение новых технологий и алгоритмов управления может значительно улучшить процесс сепарации и сброса воды.	У1 Высокие затраты на разработку, внедрение и обслуживание автоматизированной системы.
С2. Автоматизация процессов позволяет уменьшить вероятность человеческой ошибки и увеличить безопасность производства.	Сл2. Недостаток квалифицированных специалистов для обслуживания и управления автоматизированной системой.	В2. Увеличение спроса на энергоресурсы может способствовать коммерческому успеху и росту инвестиций в данную область.	У2. Возможное сопротивление изменениям со стороны персонала и управления предприятия.
С3. Использование моделей и алгоритмов управления позволяет оптимизировать процесс и снизить затраты на эксплуатацию.	Сл3. Возможные сложности с интеграцией автоматизированной системы с уже существующим оборудованием и технологическими процессами.	В3. Развитие цифровых технологий и ИИ может обеспечить новые возможности для оптимизации и автоматизации процессов сброса воды.	У3. Потенциальные риски связанные с кибербезопасностью в условиях цифровизации производства.
С1. Проведение исследований в данной области может способствовать развитию науки и техники, а также повышению конкурентоспособности предприятий.	Сл4. Недостаток нормативно–правовой базы для внедрения и эксплуатации автоматизированных систем в данной области.	В4. Проведение исследований и разработка автоматизированных систем может привести к открытию новых рынков и партнерств.	У4. Нестабильность экономической ситуации и возможные изменения в законодательстве могут затруднить внедрение и эксплуатацию автоматизированных систем

Необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT (таблица 12).

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Возможности		C1	C2	C3
	B1	+	+	+
	B2	+	0	+
	B3	+	+	0
Слабые стороны				
Возможности		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	–	0	–
	B2	0	–	–
	B3	–	–	0
Сильные стороны				
Угрозы		C1	C2	C3
	У1	0	–	–
	У2	–	–	0
	У3	–	0	–
Слабые стороны				
Угрозы		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	0	0	–
	У2	–	0	–
	У3	–	–	0

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT–анализа, в которую добавляются сильно коррелирующие стороны проекта. Итоговая матрица приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Итоговая матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно–исследовательского проекта:</p> <p>C1. Расширенное использование автоматизации ведет к улучшению процесса сепарации, увеличению его эффективности и надежности.</p> <p>C2. Автоматизация процессов позволяет уменьшить вероятность человеческой ошибки и увеличить безопасность производства.</p> <p>C3. Использование моделей и алгоритмов управления позволяет оптимизировать процесс и снизить затраты на эксплуатацию.</p> <p>C4. Проведение исследований в данной области может способствовать развитию науки и техники, а также повышению конкурентоспособности предприятий.</p>	<p>Слабые стороны научно–исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Возможные технические сложности при внедрении автоматизированной системы, включая необходимость модернизации оборудования.</p> <p>Сл2. Недостаток квалифицированных специалистов для обслуживания и управления автоматизированной системой.</p> <p>Сл3. Возможные сложности с интеграцией автоматизированной системы с уже существующим оборудованием и технологическими процессами.</p> <p>Сл4. Недостаток нормативно–правовой базы для внедрения и эксплуатации автоматизированных систем в данной области.</p>
--	---	--

Продолжение таблицы 13 – Итоговая матрица SWOT

<p>Возможности:</p> <p>V1. Применение новых технологий и алгоритмов управления может значительно улучшить процесс сепарации и сброса воды.</p> <p>V2. Увеличение спроса на энергоресурсы может способствовать коммерческому успеху и росту инвестиций в данную область.</p> <p>V3. Развитие цифровых технологий и ИИ может обеспечить новые возможности для оптимизации и автоматизации процессов сброса воды.</p> <p>V4. Проведение исследований и разработка автоматизированных систем может привести к открытию новых рынков и партнерств.</p>	<p>V1C1C2C3 Применение новых технологий и алгоритмов управления (V1) сильно коррелирует с расширенным использованием автоматизации (C1), уменьшением вероятности человеческой ошибки (C2) и использованием моделей и алгоритмов управления (C3).</p> <p>V2C1C3 Увеличение спроса на энергоресурсы (V2) сильно коррелирует с расширенным использованием автоматизации (C1) и использованием моделей и алгоритмов управления (C3).</p> <p>V3C2C3 Развитие цифровых технологий и ИИ (V3) сильно коррелирует с уменьшением вероятности человеческой ошибки (C2) и использованием моделей и алгоритмов управления (C3).</p> <p>V4C1C4 Проведение исследований и разработка автоматизированных систем (V4) сильно коррелирует с расширенным использованием автоматизации (C1) и проведением исследований в данной области (C4).</p>	<p>V1Cл1Cл3 Применение новых технологий и алгоритмов управления (V1) сильно коррелирует с возможными техническими сложностями (Cл1) и возможными сложностями с интеграцией (Cл3).</p> <p>V2Cл2Cл3 Увеличение спроса на энергоресурсы (V2) сильно коррелирует с недостатком квалифицированных специалистов (Cл2) и возможными сложностями с интеграцией (Cл3).</p> <p>V3Cл1Cл2 Развитие цифровых технологий и ИИ (V3) сильно коррелирует с возможными техническими сложностями (Cл1) и недостатком квалифицированных специалистов (Cл2).</p> <p>V4Cл2Cл4 Проведение исследований и разработка автоматизированных систем (V4) сильно коррелирует с недостатком квалифицированных специалистов (Cл2) и недостатком нормативно–правовой базы (Cл4).</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1 Высокие затраты на разработку, внедрение и обслуживание автоматизированной системы.</p> <p>У2. Возможное сопротивление изменениям со стороны персонала и управления предприятия.</p> <p>У3. Потенциальные риски связанные с кибербезопасностью в условиях цифровизации производства.</p> <p>У4. Нестабильность экономической ситуации и возможные изменения в законодательстве могут затруднить внедрение и эксплуатацию автоматизированных систем.</p>	<p>У1C1C2 Применение новых технологий и алгоритмов управления (V1) сильно коррелирует с расширенным использованием автоматизации (C1), уменьшением вероятности человеческой ошибки (C2) и использованием моделей и алгоритмов управления (C3).</p> <p>У2C2C3 Увеличение спроса на энергоресурсы (V2) сильно коррелирует с расширенным использованием автоматизации (C1) и использованием моделей и алгоритмов управления (C3).</p> <p>У3C1C3 Развитие цифровых технологий и ИИ (V3) сильно коррелирует с уменьшением вероятности человеческой ошибки (C2) и использованием моделей и алгоритмов управления (C3).</p> <p>У4C1C4 Проведение исследований и разработка автоматизированных систем (V4) сильно коррелирует с расширенным использованием автоматизации (C1) и проведением исследований в данной области (C4).</p>	<p>У1Cл1Cл3 Высокие затраты на разработку, внедрение и обслуживание автоматизированной системы (У1) сильно коррелируют с возможными техническими сложностями (Cл1) и возможными сложностями с интеграцией (Cл3).</p> <p>У2Cл2Cл3 Возможное сопротивление изменениям со стороны персонала и управления предприятия (У2) сильно коррелирует с недостатком квалифицированных специалистов (Cл2) и возможными сложностями с интеграцией (Cл3).</p> <p>У3Cл1Cл2 Потенциальные риски связанные с кибербезопасностью (У3) сильно коррелируют с возможными техническими сложностями (Cл1) и недостатком квалифицированных специалистов (Cл2).</p> <p>У4Cл2Cл4 Нестабильность экономической ситуации и возможные изменения в законодательстве (У4) сильно коррелируют с недостатком квалифицированных специалистов (Cл2) и недостатком нормативно–правовой базы (Cл4).</p>

Вывод: SWOT–анализ проекта "Автоматизация и моделирование системы сброса воды в нефтегазосепараторе" показал, что проект имеет сильные стороны в виде высокого потенциала автоматизации процессов, квалифицированного персонала и поддержки финансовых инвесторов. Однако, проект также сталкивается со слабыми сторонами в виде ограниченного бюджета, сложностей с интеграцией и возможными техническими проблемами, требующими внимательного управления для успешной реализации проекта.

2.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Раскрыть возможных вариантов по каждой характеристике. В рамках этого этапа составляется морфологическая матрица. Пример морфологической матрицы для авторучки приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Морфологическая матрица для системы нефтегазосепарации

Технические компоненты	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
Датчики	Датчики давления	Датчики уровня	Датчики температуры	Датчики проводимости
Контроллеры	PLC (программируемый логический контроллер)	SCADA–система (система сбора и обработки данных)	Микроконтроллер	Распределенная система управления
Актуаторы	Электромагнитные клапаны	Сервоприводы	Гидропневматические приводы	Пневматические клапаны
Коммуникационные интерфейсы	Ethernet	Modbus	Profibus	OPC UA
Алгоритмы управления	Регуляторы PID	Адаптивное управление	Модельное предсказание	Искусственные нейронные сети
Интерфейс пользователя	Графический интерфейс пользователя (GUI)	Командная строка (CLI)	Мобильное приложение	Веб–интерфейс

Морфологическая матрица представляет возможные варианты для каждой характеристики системы нефтегазосепарации. Она содержит различные технические компоненты, такие как датчики, контроллеры, актуаторы, коммуникационные интерфейсы, алгоритмы управления и интерфейс

пользователя. Для каждого компонента перечислено несколько вариантов, например, различные типы датчиков, контроллеров, актуаторов, интерфейсов и алгоритмов управления. Эта матрица помогает исследователям и инженерам определить и выбрать оптимальные комбинации компонентов для создания системы нефтегазосепарации.

2.3 Планирование научно–исследовательских работ

2.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Сотавление и утверждение технического задания	Руководитель темы
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Проведение патентных исследований	Инженер
	4	Выбор направления исследований	Руководитель, инженер
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	7	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер
	8	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер
	9	Заполняется дипломником самостоятельно	Инженер
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности полученных результатов.	Руководитель, инженер
	11	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, инженер

Продолжение таблицы 15 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Проведение ОКР			
Разработка технической документации и проектирование	12	Разработка блок–схемы, принципиальной схемы	Инженер
	13	Выбор и расчет конструкции	Инженер
	14	Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия	Инженер
	15	Заполняется дипломником самостоятельно	Инженер
Изготовление и испытание макета (опытного образца)	16	Конструирование и изготовление макета (опытного образца)	Инженер
	17	Лабораторные испытания макета	Инженер
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	18	Составление пояснительной записки (эксплуатационно–технической документации)	Руководитель, инженер

2.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение трудоемкости выполнения работ в данной теме может быть приблизительно оценено следующим образом:

1. Разработка технического задания – 20 часов
 - Составление и утверждение технического задания.
2. Выбор направления исследований – 40 часов
 - Подбор и изучение материалов по теме;
 - Проведение патентных исследований;
 - Выбор направления исследований;
 - Календарное планирование работ по теме.
 - Теоретические и экспериментальные исследования – 120 часов
 - Проведение теоретических расчетов и обоснований;
 - Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов;
 - Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями;
 - Заполнение дипломником самостоятельно.
3. Обобщение и оценка результатов – 30 часов

- Оценка эффективности полученных результатов;
 - Определение целесообразности проведения ОКР.
4. Проведение ОКР – 100 часов
- Разработка блок–схемы, принципиальной схемы;
- Выбор и расчет конструкции;
 - Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия;
 - Заполнение дипломником самостоятельно.
5. Изготовление и испытание макета – 80 часов
- Конструирование и изготовление макета (опытного образца);
 - Лабораторные испытания макета.
6. Оформление отчета по НИР – 40 часов
- Составление отчета по результатам исследований и ОКР.

Итого: 440 часов (инженер – 330 часов, руководитель – 110 часов)

Таблица 16 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ	Исполнители	Длительность работ в рабочих днях (Т _{рi})	Длительность работ в календарных днях (Т _{кi})	Минимальная длительность работы в чел–днях (t _{min})	Максимальная длительность работы в чел–днях (t _{max})	Суммарная длительность работы в чел–днях (t _{сж})
Разработка плана исследования	20 часов	Инженер Руководитель	3 дня	3 дня	2 дня	4 дня	3 дня
Поиск и анализ литературы	40 часов	Инженер	5 дней	6 дней	4 дня	6 дней	5 дней
Определение методик и исследования	40 часов	Инженер	5 дней	6 дней	4 дня	6 дней	5 дней
Сбор и анализ данных	120 часов	Инженер	15 дней	18 дней	13 дней	17 дней	15 дней

Продолжение таблицы 16 – Временные показатели проведения научного исследования

Обработка результатов исследования	30 часов	Инженер	4 дня	5 дней	3 дня	5 дней	4 дня
Написание текста работы	100 часов	Инженер	13 дней	15 дней	11 дней	15 дней	13 дней
Редактирование и оформление работы	90 часов	Инженер, Руководитель	12 дней	14 дней	10 дней	14 дней	

В таблице представлены различные этапы проведения научного исследования, указана их трудоемкость, исполнители, а также длительность работ в рабочих днях и календарных днях.

2.4 Бюджет научно–технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

Таблица 17 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З _м), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп.2	Исп. 3
Электричество	кВт–час	50	100	120	4.39	4.39	4.39	219.5	439	526.8
Итого					-			219.5	439	526.8

Таблица 18 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

Наименование оборудования	Кол–во единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Ноутбук	2	1	2	50	120	50	100	120	100
Планшет	1	0	2	30	30	30	30	0	60
Итого:							130	120	160

Таблица 19 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Зтс,руб	кр	Зм	Здн	Тр	Зосн	Отчисления в социальные внебюджетные фонды 30%
Руководитель	39300	1,3	51090	2482,105	15	37231,58	11169,47
Инженер	16242	1,3	21114,6	1025,811	57	58471,20	17541,36
Итого						95702,78	28710,83

Таблица 20 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи Сумма	Сумма, руб		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ	219,5	439	526,8
2. Затраты на специальное оборудование для научных(экспериментальных) работ	130000	120000	160000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	95702,78	95702,78	95702,78
4. Отчисления в социальные внебюджетные фонды	28710,83	28710,83	28710,83
ИТОГО	254633,1	244852,61	284940

В таблицах 17-20 представлен расчет бюджета затрат на выполнение НТИ (Национальной технологической инициативы). Бюджет включает материальные затраты, затраты на приобретение специального оборудования, основную заработную плату исполнителей и отчисления в социальные внебюджетные фонды. Общая сумма бюджета для каждого испытания составляет: Исп.1 - 254,633.1 руб., Исп.2 - 244,852.61 руб., Исп.3 - 284,940 руб. Это обеспечивает полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с выполнением НТИ.

2.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой эффективности исследования

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_f = \frac{F_{max}}{F_i} \quad (23)$$

где I_f – интегральный финансовый показатель разработки;

F_i – стоимость i – го варианта исполнения;

F_{max} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта(вт.ч.аналоги).

Интегральный показатель ресурсо эффективности вариантов исполнения объекта исследования определяется следующим образом:

$$I_{r_i} = \frac{1}{p} \sum_{j=1}^p w_j \cdot r_{ij} \quad (24)$$

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

w_j – весовой коэффициент j -го параметра;

r_{ij} – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки по j -му параметру;

p – число параметров сравнения.

Каждый вариант исполнения будет оценен по каждому критерию по шкале от 1 до 10, где 10 – самая высокая оценка.

Таблица 21 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
	Способствует росту производительности труда пользователя	0.2	7	6	8
	Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.2	8	8	7
	Помехоустойчивость	0.15	6	6	6
	Энергосбережение	0.15	8	9	7
	Надежность	0.2	8	7	9
	Материалоемкость	0.1	6	5	7
	ИТОГО	1			

Используя формулу для расчета интегрального показателя ресурсоэффективности, мы получим следующее:

$$I_{r_1} = 0.2 * 7 + 0.2 * 8 + 0.15 * 6 + 0.15 * 8 + 0.2 * 8 + 0.1 * 6 = 7.3 \quad (25)$$

$$I_{r_2} = 0.2 * 6 + 0.2 * 8 + 0.15 * 6 + 0.15 * 9 + 0.2 * 7 + 0.1 * 5 = 7.0 \quad (26)$$

$$I_{r_3} = 0.2 * 8 + 0.2 * 7 + 0.15 * 6 + 0.15 * 7 + 0.2 * 9 + 0.1 * 7 = 7,5 \quad (27)$$

Таким образом, Исп.3 имеет наивысшую оценку ресурсоэффективности.

$$I_{исп_i} = \frac{I_{r_i}}{F_{исп_i}} \quad (28)$$

где I_{r_i} – интегральный показатель ресурсоэффективности i -го исполнителя.

$F_{исп_i}$ – интегральный финансовый показатель i -го исполнителя.

Получим:

$$1. \text{Для Исп.1: } I_{\text{исп}_1} = \frac{7,6}{0,9} = 8,4,$$

$$2. \text{Для Исп.2: } I_{\text{исп}_2} = \frac{7,0}{0,91} = 7,7,$$

$$3. \text{Для Исп.3: } I_{\text{исп}_3} = \frac{7,5}{1} = 7,5.$$

Теперь рассчитаем сравнительную эффективность проекта по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп}_1}}{I_{\text{исп}_2}} \quad (29)$$

где $I_{\text{исп}_1}$ – интегральный показатель эффективности первого исполнителя,

$I_{\text{исп}_2}$ – интегральный показатель эффективности второго исполнителя.

Получим:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{8,4}{7,7} = 1,10 \quad (30)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср1}} = \frac{8,4}{7,5} = 1,13 \quad (31)$$

Таблица 22 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,9	0,9	1,0
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	7,6	7,0	7,5
3	Интегральный показатель эффективности	8,4	7,7	7,5
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,10		1,13

Сравнивая значения общих показателей эффективности, мы пришли к выводу, что общие показатели эффективности исполнения 1 выше, чем у исполнения 2 и 3 на 10 % и 13 %.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
158Т92	Чжао Гэнчэнь

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

Тема дипломной работы: «Автоматизация и моделирование системы сбора воды в нефтегазосепараторе»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения)</p> <p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Объект исследования – система сбора воды в нефтегазосепараторе.</p> <p>Вещество: Нефть, газ, вода (компоненты, которые разделяются в нефтегазосепараторе).</p> <p>Материал: Металлы и сплавы (например, сталь).</p> <p>Прибор: Нефтегазосепаратор</p> <p>Алгоритм: ПИД–алгоритм.</p> <p>Методика: Методы моделирования и оптимизации процессов сбора и разделения в нефтегазосепараторе.</p> <p>Рабочая зона: Место установки и работы нефтегазосепаратора, обычно на местах добычи.</p> <p>Область применения –нефтегазовая промышленность.</p> <p>Приводится перечень НТД, используемой в данном разделе.</p> <p>– ТК РФ от 30.12.2001 N197–ФЗ (ред. от 01.04.2019)</p> <p>– СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>Анализ показателей шума и вибрации</p> <p>– установление соответствия показателей нормативному требованию;</p> <p>Анализ показателей микроклимата</p> <p>– показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности.</p> <p>Анализ освещенности рабочей зоны</p> <p>– типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности;</p> <p>– при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.</p> <p>Анализ электробезопасности</p> <p>– наличие электроисточников, характер их опасности;</p> <p>– установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления.</p> <p>– при расчете заземления указать схему размещения</p>	<p>Взрывоопасность:</p> <p>Средства защиты: защитная одежда, защитные очки;</p> <p>Категория пожароопасности: В1 (взрывоопасные и пожароопасные);</p> <p>Огнетушители: порошковые или СО₂, для тушения пожаров класса В и С.</p> <p>Химическая опасность:</p> <p>Средства защиты: респираторы, противогазы, защитная одежда;</p> <p>Мероприятия: регулярное проветривание помещения, периодическое медицинское обследование работников.</p> <p>Электрическая опасность:</p> <p>Средства защиты: изолирующая обувь, изолирующие перчатки, спецодежда;</p> <p>Классы электроопасности: класс 0 или I в зависимости от оборудования;</p> <p>Мероприятия: регулярная проверка и обслуживание электрического</p>

<p>заземлителя согласно проведенному расчету.</p> <p>Анализ пожарной безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. – категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. – Разработать схему эвакуации при пожаре. 	<p>оборудования.</p> <p>Вибрация:</p> <p>Средства защиты: антивибрационные перчатки, специальная обувь;</p> <p>Мероприятия: регулярные перерывы, использование оборудования, минимизирующего вибрацию.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Защита селитебной зоны: Установка защитных барьеров и мер по контролю за загрязнением, соблюдение санитарных норм и правил.</p> <p>Анализ воздействия на атмосферу: Мониторинг и контроль выбросов газов и паров, соблюдение установленных нормативов.</p> <p>Анализ воздействия на гидросферу: Мониторинг и контроль сбросов воды, минимизация загрязнения с использованием соответствующих технологий и оборудования.</p> <p>Анализ воздействия на литосферу: Отходы должны быть обработаны и утилизированы в соответствии с нормами и стандартами.</p> <p>Решения по обеспечению экологической безопасности: Применение передовых технологий и практик, включая регулярное обследование и обновление оборудования, разработка и внедрение планов по сокращению загрязнения, обучение персонала в области экологической безопасности и ответственности. Ссылки на НТД – Федеральный закон "Об охране окружающей среды", СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03, ГОСТ 17.2.1.03–77 и другие.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Природная ЧС – сильные морозы зимой:</p> <p>Мероприятия: Использование оборудования, устойчивого к низким температурам, утепление и тепловое обслуживание объектов, подготовка к зимним условиям.</p> <p>Техногенная ЧС – несанкционированное проникновение:</p> <p>Мероприятия: установка систем безопасности, включая видеонаблюдение, контроль доступа, охранников, регулярные проверки безопасности и т.д.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2023г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин Александр Иванович	Д.т.н.		26.02.2023г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
158Т92	Чжао Гэнчэнь		26.02.2023г.

3 Социальная ответственность

ВКР посвящена теме "Автоматизация и моделирование системы сбора воды в нефтегазосеператоре". Эта работа рассматривает важную и актуальную проблему управления отходами в нефтегазовой промышленности, а именно – сбором и обработкой воды, которая сопровождает процесс добычи нефти и газа.

Область применения данной работы включает нефтегазовую промышленность и все сопутствующие отрасли, где происходит добыча и переработка нефти и газа. Реальными пользователями разрабатываемого решения являются компании, занимающиеся добычей и переработкой нефти и газа, а также специалисты в области экологии и охраны окружающей среды.

Работа выполнялась в условиях нефтегазовых месторождений и заводов, расположенных в различных географических регионах. Учитывая особенности работы в этих условиях, особое внимание уделялось вопросам безопасности и охраны окружающей среды.

Социальная направленность работы заключается в стремлении сократить вредное воздействие нефтегазовой промышленности на окружающую среду и здоровье человека, а также в улучшении условий труда для работников данной отрасли. Разработанные в рамках этой работы решения способствуют оптимизации процесса сбора воды в нефтегазосеператоре, что в свою очередь приводит к снижению риска аварий и несчастных случаев на производстве, уменьшению загрязнения окружающей среды и улучшению экологической обстановки в целом.

3.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специфика проекта требует строгого соблюдения ряда правовых норм трудового законодательства, относящихся к работе в условиях нефтегазовой промышленности.

Режим рабочего времени: Рабочий режим в нефтегазовой промышленности регулируется статьей 94 Трудового кодекса РФ, согласно которому

предусмотрены смены, обычно продолжительностью 12 часов, с последующим периодом отдыха.

Защита персональных данных работника: В соответствии с Федеральным законом №152–ФЗ "О персональных данных" все сведения о работниках должны быть надлежащим образом защищены и использоваться только в служебных целях.

Оплата и нормирование труда: Установлены согласно статьи 132 Трудового кодекса РФ и уточняются в коллективном договоре компании.

Виды компенсаций при работе во вредных условиях труда: Работники нефтегазовой промышленности имеют право на дополнительные льготы и компенсации за работу в условиях повышенной опасности и вредности, в соответствии со статьей 147 Трудового кодекса РФ.

Особенности обязательного социального страхования и пенсионного обслуживания: Регулируются Федеральным законом №165–ФЗ "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний".

Основные эргономические требования к рабочей зоне включают оптимальное расположение оборудования, удобство и безопасность рабочего места, а также меры по предотвращению переутомления и стресса. Это включает в себя достаточное освещение, контроль температуры и влажности, а также обеспечение доступа к необходимым средствам защиты.

3.3 Производственная безопасность

Анализ вредных и опасных факторов, возникающих при проведении исследований, разработке и эксплуатации системы сбора воды в нефтегазосеператоре, осуществляется в соответствии с ГОСТ 12.0.003–2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

Опасные и вредные факторы, характерные для рассматриваемой производственной среды:

Таблица 23 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора нефтегазосепаратора

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Нормативные документы	Описание
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ. Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны	Опасность переохлаждения или перегрева в зависимости от сезона и условий работы
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности	Опасность возникновения шума от оборудования и промышленных процессов
Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23–05–95*	Риск недостаточного естественного освещения, особенно в периоды ограниченного дневного света
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23–05–95*	Риск недостаточного искусственного освещения, особенно в периоды работы в темное время суток
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.038–81 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряженности электрического поля и заземляющих устройств	Риск поражения электрическим током от оборудования и электроустановок

Продолжение таблицы 23 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора нефтегазосепаратора

Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	ГОСТ 12.1.018–93 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. Методы контроля	Риск падения с высоты при работе на высоте или рядом с открытыми глубинами
---	---	--

По результатам анализа опасных и вредных производственных факторов, приняты соответствующие меры предупреждения и защиты работающих. Планируется провести регулярные мероприятия по профилактике профессиональных заболеваний и травматизма, включая информирование и обучение работников безопасным методам работы, использованию средств индивидуальной защиты, проведение медицинских осмотров и другие мероприятия.

3.4 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Шум:

Источник возникновения фактора: работающее оборудование, механизмы и установки;

Воздействие фактора на организм человека: повышенный уровень шума может вызывать утомление, раздражение, нарушение слуха и снижение работоспособности;

Допустимые нормы: гост 30799–2011 устанавливает предельно допустимый уровень звукового давления для рабочих зон – 85 дба;

Средства защиты: установка шумопоглощающих материалов, использование наушников и берушей для снижения воздействия шума на слух работника.

Вибрация:

Источник возникновения фактора: вибрация оборудования и рабочих площадок.

Воздействие фактора на организм человека: может вызывать нарушение кровообращения, утомление, снижение работоспособности и различные заболевания опорно–двигательного аппарата.

Допустимые нормы: ГОСТ 12.1.012–2015 устанавливает предельно допустимые уровни вибрации для различных частот.

Средства защиты: установка антивибрационных подставок под оборудование, использование специальных защитных перчаток и обуви для снижения воздействия вибрации на работника.

Электромагнитное излучение:

Источник возникновения фактора: работающие электрические устройства и оборудование.

Воздействие фактора на организм человека: может вызывать нарушения нервной системы, снижение иммунитета и различные заболевания.

Допустимые нормы: ГОСТ 12.1.002–2018 устанавливает предельно допустимые значения электромагнитного излучения в рабочей зоне.

Средства защиты: соблюдение безопасного расстояния от источников электромагнитного излучения, использование экранирующих материалов и заземления оборудования.

Химические вещества:

Источник возникновения фактора: использование химических реагентов и материалов в процессе работы.

Воздействие фактора на организм человека: могут вызвать различные заболевания, включая аллергии, отравления и хронические заболевания органов дыхания.

Допустимые нормы: ГОСТ 12.1.005–88 устанавливает предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Средства защиты: использование средств индивидуальной защиты (респираторы, защитные очки, перчатки), проветривание и очистка воздуха, безопасное хранение и использование химических веществ.

Неблагоприятные климатические условия:

Источник возникновения фактора: температурные колебания, влажность, сквозняки, пыль.

Воздействие фактора на организм человека: могут вызвать различные недомогания, простудные заболевания, ухудшение самочувствия и снижение работоспособности.

Допустимые нормы: ГОСТ 12.1.005–88 устанавливает нормы микроклимата в рабочих помещениях.

Средства защиты: использование средств для поддержания оптимального микроклимата (кондиционеры, увлажнители воздуха, вентиляция), использование защитной одежды.

Несанкционированный доступ:

Источник возникновения фактора: нарушение системы безопасности, отсутствие контроля доступа.

Воздействие фактора на организм человека: угроза для жизни и здоровья работников, возможность вредоносных действий.

Допустимые нормы: ГОСТ Р 50739–95 устанавливает требования к системам защиты от несанкционированного доступа.

Средства защиты: установка системы контроля доступа, видеонаблюдение, организация службы безопасности.

3.5 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

Снижение воздействия опасных и вредных производственных факторов на работника можно обеспечить путем применения следующих мероприятий:

Физический шум: установка звукоизолирующих панелей и использование индивидуальных средств защиты слуха.

Вибрация: использование антивибрационных подушек и подставок, регулярная замена и обслуживание оборудования для предотвращения избыточной вибрации.

Ионизирующее излучение: проведение регулярных проверок, обеспечение защитного экрана и использование индивидуальных средств защиты.

Химические вещества: проведение регулярной вентиляции и очистки воздуха, безопасное хранение и использование химических веществ,

использование средств индивидуальной защиты (респираторы, защитные очки, перчатки).

Неблагоприятные климатические условия: использование средств для поддержания оптимального микроклимата (кондиционеры, увлажнители воздуха, вентиляция), использование защитной одежды.

Несанкционированный доступ: установка системы контроля доступа, видеонаблюдение, организация службы безопасности.

Все указанные меры должны соответствовать требованиям нормативно-технической документации в области безопасности труда и промышленной безопасности.

3.6 Анализ условий труда на рабочем месте.

Рабочее место инженера расположено в учебной аудитории № 106 10 корпуса Томского политехнического университета. Аудитория располагается на втором этаже здания, имеет размеры 10 м на 6 м, высотой 2,7 м. В помещении имеется 3 окна, выходящих на север, и находятся 5 компьютеров, используемых для учебных целей и исследовательской работы. В помещении одновременно могут находиться до 20 человек.

Опасные факторы на рабочем месте:

Шум от работающего оборудования, включая компьютеры. Предельно допустимый уровень (ПДУ) – 50 дБ, предельно допустимые дозы (ПДД) – 85 дБА.

Электромагнитные поля от компьютерного оборудования. ПДУ – до 25 В/м для частоты 50 Гц.

Вредные факторы на рабочем месте:

Недостаток естественного освещения, особенно в вечернее время. ПДУ – 300 лк для рабочего места с компьютером.

Отсутствие регулярной вентиляции может привести к увеличению концентрации углекислого газа и пыли в воздухе. ПДУ – 1000 мг/м³ для углекислого газа, 0,1 мг/м³ для пыли.

В случае превышения допустимых показателей используются следующие средства защиты:

Использование наушников с активным подавлением шума для снижения воздействия шума.

Регулярное проветривание помещения и использование очистителей воздуха для поддержания качества воздуха.

Использование искусственного освещения с регулируемой яркостью для обеспечения оптимальных условий освещения.

Регулярные перерывы в работе для снижения воздействия электромагнитных полей.

3.7 Анализ показателей микроклимата

Температура в помещении варьируется от 19 до 23 °С, что соответствует нормам для помещений с постоянным пребыванием людей. Скорость движения воздуха минимальна, так как помещение закрытое, без наличия прямых сквозняков. Запыленность воздуха находится в пределах нормы, однако рекомендуется регулярное проветривание и использование очистителей воздуха для поддержания оптимального состава воздуха.

3.8 Анализ показателей шума и вибрации

Уровень шума на рабочем месте не превышает 50 дБ, что соответствует установленным нормативам. Вибрация от оборудования минимальна и не превышает предельно допустимых норм.

3.9 Анализ освещенности рабочей зоны

В помещении используются светодиодные лампы, обеспечивающие равномерное освещение всей рабочей зоны. Общее количество ламп – 6 шт. Уровень освещенности составляет 300 лк, что соответствует нормам для рабочих зон, где проводится работа с документами и на компьютере.

3.10 Анализ электробезопасности

В помещении имеется несколько электрических устройств, включая компьютеры, оргтехнику и осветительные приборы. Все они отвечают требованиям безопасности и регулярно проходят технический осмотр. Помещение относится к классу электробезопасности 1, что означает, что все электроустановки заземлены и оборудованы автоматическими выключателями тока при перегрузке. Значения тока и напряжения соответствуют номинальным и не представляют опасности для человека.

3.11 Анализ пожарной безопасности

В помещении имеются огнетушители типа АВС, предназначенные для борьбы с различными классами пожаров. Помещение относится к категории пожароопасности В1 (умеренно пожароопасное), поскольку здесь присутствуют горючие и легковоспламеняющиеся материалы (бумага, пластик, текстиль). В случае пожара предусмотрена эвакуация через основной и запасной выходы, маршруты которых обозначены на схеме эвакуации.

В целом, условия труда соответствуют установленным нормативам. Отклонения не выявлены.

3.12 Экологическая безопасность

Защита селитебной зоны:

Применение автоматизированных и моделирующих систем в сепараторах позволяет оптимизировать и контролировать процесс сепарации, что в свою очередь минимизирует вероятность возникновения аварий и выбросов опасных веществ в окружающую среду. Санитарно–защитная зона предусмотрена в соответствии с действующими нормами и требованиями для обеспечения безопасного расстояния между производственным объектом и жилой застройкой.

Защита атмосферы:

Основными источниками загрязнения атмосферы в данной системе являются возможные выбросы газов и испарений в результате сепарации.

Однако, благодаря автоматизированному контролю процесса и использованию современных технологий, выбросы минимизируются. В случае выявления превышения допустимых выбросов, предусматриваются меры по их снижению, такие как установка очистных систем и оборудования для контроля выбросов.

Защита гидросферы:

При использовании автоматизированных систем сбора воды в нефтегазосеператоре предотвращается попадание воды, смешанной с нефтью или газом, в окружающую среду. Воды, выделенные из сепаратора, проходят очистку согласно требованиям, после чего могут быть безопасно возвращены в гидросферу или переработаны для дальнейшего использования.

Защита литосферы:

Отходы, образующиеся при разработке и эксплуатации технического решения, например, металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги, отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов, подлежат сбору и утилизации. Можно предложить использование специализированных контейнеров для отдельного сбора отходов, что облегчит их последующую переработку и утилизацию.

Важным аспектом является обращение с отходами, образующимися в процессе сепарации воды из смеси нефти и газа. Это могут быть нефтяные осадки, содержащие в себе остатки воды и газа. Такие отходы должны быть собраны и обработаны соответствующим образом. Могут быть использованы технологии переработки нефтяных осадков, позволяющие извлечь остатки ценных ресурсов и минимизировать объем отходов, подлежащих захоронению.

В целом, автоматизация и моделирование системы сбора воды в нефтегазосеператоре позволяют повысить экологическую безопасность, минимизировать вероятность аварий и снизить воздействие на окружающую среду. Однако при проектировании и эксплуатации таких систем всегда необходимо учитывать возможные риски и предусматривать меры по их предотвращению.

Например, можно использовать системы мониторинга и контроля для отслеживания потенциальных угроз экологической безопасности и своевременного реагирования на них. Это могут быть датчики утечки нефти или газа, системы контроля качества отбираемой и перерабатываемой воды, датчики давления и температуры для контроля условий в сепараторе и пр.

Важно учесть и проблему возможного износа оборудования, который может привести к утечкам и загрязнению окружающей среды. Для этого необходимо проводить регулярное техническое обслуживание и диагностику состояния оборудования.

Организация правильного обращения с отходами, включая их сбор, хранение, переработку и утилизацию, также является важным элементом обеспечения экологической безопасности. Для этого следует использовать соответствующие технологии и оборудование, а также обучать персонал правилам безопасного и ответственного обращения с отходами.

Таким образом, при грамотном подходе и использовании современных технологий, автоматизация и моделирование системы сбора воды в нефтегазосепараторе могут быть не только эффективными с точки зрения экономии ресурсов и повышения эффективности процесса, но и безопасными для окружающей среды.

3.13 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Природная ЧС – сильные морозы зимой:

Возможные последствия:

- замерзание трубопроводов и оборудования;
- снижение производительности и эффективности работы оборудования;
- нарушение нормального процесса сепарации воды и нефтегаза.
- Превентивные меры:
- использование теплоизоляции для трубопроводов и оборудования;
- регулярный контроль и обслуживание системы отопления и обогрева на рабочем месте;

- использование специализированных материалов и конструкций, устойчивых к низким температурам.
- Действия в случае возникновения ЧС и меры по ликвидации последствий:
- проведение экстренных ремонтных работ для восстановления теплоизоляции и обогрева системы;
- остановка работы сепаратора до устранения причин и последствий замерзания;
- организация резервного источника теплоснабжения.

Техногенная ЧС – исключение несанкционированного проникновения посторонних на рабочее место (вандализм, шпионаж, диверсия):

Возможные последствия:

- повреждение оборудования и инфраструктуры;
- утечка конфиденциальной информации;
- риск возникновения аварий и экологических проблем.
- Превентивные меры:
- установка охранной и видеонаблюдательной системы;
- организация контроля доступа на территорию и в помещения с сепаратором;
- проведение регулярного инструктажа и обучения персонала по вопросам безопасности и конфиденциальности.
- Действия в случае возникновения ЧС и меры по ликвидации последствий:
- немедленное информирование руководства и службы безопасности о происшествии;
- проведение экстренных ремонтных работ для восстановления поврежденного оборудования и инфраструктуры;
- проведение расследования и усиление мер безопасности для предотвращения подобных инцидентов в будущем.

Обеспечение устойчивой работы производства в случае возникновения ЧС важно для поддержания непрерывности технологического процесса и минимизации возможных негативных последствий. Реализация предложенных мероприятий способствует уменьшению рисков и обеспечению безопасности на рабочем месте. Следует также учитывать мнение специалистов и инженеров при разработке и внедрении новых методов и технологий для минимизации возможных чрезвычайных ситуаций.

Кроме того, важно регулярно проводить анализ потенциальных чрезвычайных ситуаций и актуализировать планы действий в случае их возникновения. Рекомендуется также организовать тренировки и учения для персонала, чтобы они были готовы действовать оперативно и эффективно в условиях чрезвычайных обстоятельств.

В заключение, эксплуатация системы сбора воды в нефтегазосепараторе может быть связана с различными чрезвычайными ситуациями, и для обеспечения безопасности необходимо принимать меры по их предупреждению и минимизации возможных последствий. Реализация предложенных мероприятий позволит обеспечить надежную и стабильную работу производства, а также снизить риски для окружающей среды и здоровья работников.

Заключение

В рамках данной работы был осуществлен глубокий анализ автоматизированных процессов и процедур контроля в системе разгрузки воды из сепаратора нефти и газа.

Исследование сосредоточилось на детальном анализе технологического процесса работы сепаратора, включая этапы отделения воды от нефти и газа, до этапа сбора воды. В ходе исследования были разработаны функциональная и структурная схемы АСУ, что позволяет лучше понять и оптимизировать процессы разгрузки.

Отбор оборудования для АСУ был проведен с особым вниманием к деталям, учитывая всю необходимую аппаратуру, включая датчики давления, измерители уровня, расходомеры, датчики температуры и регулирующие клапаны. Этот отбор помогает обеспечить точность и эффективность системы разгрузки воды.

Мы разработали и проверили математическую модель системы сбора воды, используя программное обеспечение Simulink, что позволило усовершенствовать систему на основе симуляционного анализа.

В работе были проанализированы аспекты финансового управления и эффективности использования ресурсов в контексте внедрения и поддержания АСУ. Исследование указывает на высокую стоимость эффективности нашей системы.

Важной частью работы было обсуждение социальной ответственности и потенциальных общественных последствий внедрения АСУ в отрасли нефти и газа. Нами были выявлены и обсуждены важные социальные и экологические вопросы, связанные с автоматизацией в этой отрасли.

Заключая, в рамках дальнейших исследований предлагается рассмотреть возможность интеграции данной системы с другими системами управления в секторе нефти и газа. Это может привести к созданию более эффективных и

надежных процессов, обеспечивающих оптимальное использование ресурсов и управление разгрузкой воды.

Список использованных источников

1. Петров И.В. Сепараторы нефти и газа [Электронный ресурс] // URL: <https://www.nprommz.ru/blog/vidy-separatorov-nefti> (дата обращения: 01.04.2023).
2. Югаз. Сепаратор нефтегазовый со сбросом воды [Электронный ресурс] // URL: <https://yugaz.com/separator-neftegazovyj-so-sbrosom-vody/> (дата обращения: 07.04.2023).
3. ТД САРРЗ. Сепараторы со сбросом воды НГСВ [Электронный ресурс] // URL: https://tdsarrz.ru/produktsiya/separatory_i_otstoiniki_dlya_nefti_gaza_i_vody/separatory_so_sbrosom_vody_ngsv.html (дата обращения: 27.04.2023).
4. GeeksforGeeks. Stokes Law [Электронный ресурс] // URL: https://translated.turbopages.org/proxy_u/en-ru.ru.53665d0e-645e0518-878868d9-74722d776562/https/www.geeksforgeeks.org/stokes-law/ (дата обращения: 03.05.2023).
5. Zhang Y., Li J., Wang P. A Novel Oil–Water Separator Based on Superhydrophobic and Superoleophilic Expanded Graphite Prepared by a One–Step Method [Электронный ресурс] // Sensors. 2021. Т. 21. № 4. С. 1245. URL: <https://www.mdpi.com/1424-8220/21/4/1245> (дата обращения: 02.05.2023).
6. Zhang Y., Li J. Novel Oil–Water Separator Based on Superhydrophobic and Superoleophilic Expanded Graphite Prepared by a One–Step Method [Электронный ресурс] // Sensors (Basel). 2021. Т. 21. № 4. С. 1245. URL: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC8879186/> (дата обращения: 13.05.2023).
7. Kimray Inc. Oil and Gas Separator: How It Works [Электронный ресурс] // URL: <https://kimray.com/training/oil-and-gas-separator-how-it-works> (дата обращения: 14.05.2023).
8. Ecologix Systems LLC. Oil Water Separators [Электронный ресурс] // URL: <https://www.ecologixsystems.com/product-oil-water-separators/> (дата обращения: 16.05.2023).

9. Society of Petroleum Engineers (SPE). Oil and gas separators [Электронный ресурс] // PetroWiki. URL: https://petrowiki.spe.org/Oil_and_gas_separators (дата обращения: 17.05.2023).
10. Wikipedia contributors. Oil–water separator [Электронный ресурс] // Wikipedia, The Free Encyclopedia, 2021, May 24, URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Oil_%E2%80%93water_separator (дата обращения: 17.05.2023).
11. Schlumberger Limited. Water Treatment [Электронный ресурс] // URL: <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/well-production/processing-and-separation/water-treatment> (дата обращения: 17.05.2023).
12. Ecologix Systems LLC. Oil Water Separators [Электронный ресурс] // URL: <https://www.ecologixsystems.com/product-oil-water-separators/> (дата обращения: 17.05.2023).
13. Siemens AG. SIMATIC S7–1200 Basic Controllers [Электронный ресурс] // URL: <https://www.siemens.com/global/en/home/products/automation/systems/industrial/plc/s7-1200.html> (дата обращения: 17.05.2023).
14. Schneider Electric SE. Modicon M221 Nano PLC [Электронный ресурс] // URL: <https://www.se.com/us/en/product-range/62128-modicon-m221-nano-plc/> (дата обращения: 17.05.2023).
15. Delta–china. Контроллеры DVP04AD–H3 [Электронный ресурс] // URL: <https://m.aliexpress.com/i/2251832607022473.html?gatewayAdapt=4itemAdapt> (дата обращения: 17.05.2023).
16. Society of Petroleum Engineers (SPE). Oil and gas separators [Электронный ресурс] // PetroWiki. URL: https://petrowiki.spe.org/Oil_and_gas_separators (дата обращения: 17.05.2023).
17. Endress+Hauser AG. Separation process in the Oil & Gas industry [Электронный ресурс] // URL: <https://www.us.endress.com/en/industry-expertise/oil-gas-marine/separation-process-oil-gas> (дата обращения: 17.05.2023).

18. Koch–Glitsch, LP. High Pressure Separators [Электронный ресурс] // URL: <https://koch-glitsch.com/applications/high-pressure-separators?application=High-Pressure-Separators> (дата обращения: 17.05.2023).
19. Emerson Electric Co. Rosemount™ 3051S Coplanar™ Pressure Transmitter [Электронный ресурс] // URL: <https://www.emerson.com/en-us/catalog/rosemount-sku-3051s-coplanar-pressure-transmitter> (дата обращения: 17.05.2023).
20. Wika Instruments Ltd. General Purpose Pressure Transmitters S–10 [Электронный ресурс] // URL: https://wikagauges.com/General-Purpose-Pressure-Transmitters-S-10_c_175.html (дата обращения: 18.05.2023).
21. МРМ4783 Интеллектуальный преобразователь давления с цифровым дисплеем [Электронный ресурс] // URL: <http://www.hobernia.com/index.php/content-112> (дата обращения: 19.05.2023).
22. VEGA Americas, Inc. VEGAFLEX 86 [Электронный ресурс] // URL: <https://www.vega.com/en-us/products/product-catalog/level/guided-wave-radar/vegaflex-86> (дата обращения: 20.05.2023).
23. Компактный ультразвуковой уровнемер АВВ LST300 [Электронный ресурс] // URL: <https://chinese.alibaba.com/product-detail/ABB-LST300-Compact-ultrasonic-level-transmitter-1600804515313.html> (дата обращения: 25.05.2023).
24. ПЕК69. Уровнемер FMI51 [Электронный ресурс] // URL: <http://pek69.ru/products/endresshauser/the-level-gauge-fmi51.html> (дата обращения: 25.05.2023).
25. Emerson Electric Co. Метран–370 [Электронный ресурс] // URL: <https://www.emerson.com/ru-ru/catalog/metran-370-ru-ru> (дата обращения: 25.05.2023).
26. Датчики давления и температуры расплава GRAEFF [Электронный ресурс] // URL: <http://www.graeff.net/html/cn/index.php?ac=article&at=read&did=1402> (дата обращения: 25.05.2023).

27. ABB. TSP411 Temperature Sensor [Электронный ресурс] // URL: <https://new.abb.com/products/measurement-products/temperature/process-industry-head-thermometers/tsp411-temperature-sensor> (дата обращения: 27.05.2023).
28. Emerson. Rosemount™ 3144P Temperature Transmitter [Электронный ресурс] // URL: <https://www.emerson.com/en-us/catalog/rosemount-sku-3144p-temperature-transmitter> (дата обращения: 27.05.2023).
29. Электрический регулирующий клапан ZDLP-16C [Электронный ресурс] // URL: <http://www.goheva.com/diandongfamen/291.html> (дата обращения: 27.05.2023).
30. Кузнецов А.А. Разработка и исследование системы управления сепаратором нефти и газа [Электронный ресурс] // URL: <https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/61357/1/TPU938757.pdf> (дата обращения: 27.05.2023).
31. Emerson. Control Valve Sizing [Электронный ресурс] // URL: <https://www.emerson.com/en-us/automation/valves-actuators-regulators/control-valves/control-valves-sizing> (дата обращения: 27.05.2023).
32. Emerson. Fisher™ V150 Vee-Ball™ Rotary Control Valve [Электронный ресурс] // URL: <https://www.emerson.com/en-us/catalog/fisher-v150> (дата обращения: 27.05.2023).
33. РАЗРАБОТКА ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ РАБОТЫ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕПАРАТОРА [Электронный ресурс] // URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/razrabotka-imitatsionnoy-modeli-raboty-neftegazovogo-separatora/viewer> (дата обращения: 27.05.2023).
34. mathematical model of a three-phase oil and gas separator [Электронный ресурс] // URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1210/1/012042/pdf> (дата обращения: 27.05.2023).
35. Emerson Automation Experts. ПИД Control for 3-Phase Oil & Gas Separation [Электронный ресурс] // URL:

- <https://www.emersonautomationexperts.com/2015/industry/oil-gas/ПИД-control-3-phase-oil-gas-separation/> (дата обращения: 27.05.2023).
36. MathWorks. Как работает автонастройка ПИД [Электронный ресурс] // URL: https://ww2.mathworks.cn/help/slcontrol/ug/how-ПИД-autotuning-works.html#mw_10f184eb-99f2-44a8-8698-21b6900da9d1 (дата обращения: 27.05.2023).
37. ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ. Микроклимат производственных помещений. Общие требования безопасности. – Введ. 01.01.90. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 14 с.
38. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 01.01.85. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 16 с.
39. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрация на рабочих местах. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.05. – М.: Стандартинформ, 2005. – 16 с.
40. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования. – Введ. 01.01.83. – М.: Изд-во стандартов, 1981.
41. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ Пожарная безопасность Общие требования // Введен в действие с 01 января 1993 года - М.: Изд-во стандартов, 1991.
42. ГОСТ 12.1.019–79 ССБТ Электробезопасность Общие требования // Введен в действие с 01 января 1980 года - М.: Изд-во стандартов, 1979.
43. ГОСТ 12.1.044–89 ССБТ Пожаровзрывоопасность веществ и материалов Номенклатура показателей и методы их определения // Введен в действие с 01 января 1990 года - М.: Изд-во стандартов, 1989.
44. ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ Микроклимат производственных помещений Общие требования безопасности // Введен в действие с 01 января 1990 года - М.: Изд-во стандартов, 1989.
45. Федеральный закон от 21 декабря 1994 года N 68-ФЗ (ред от 29 июля 2017 года) “О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера” // URL:

- https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_6256/ (дата обращения: 09 июня,2023).
46. Федеральный закон от 10 января,2002 года N7-ФЗ (ред от29 июля,2018 года) “Об охране окружающей среды” // URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/ (дата обращения:09 июня,2023).
47. Механизмы управления / под ред А А Любишина - М.: Высшая школа,2018 -320 с 48 ПНД Ф12 .13 .1–03 Методические рекомендации Техника безопасности при работе в аналитических лабораториях (общие положения) // URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200029087> (дата обращения:09 июня,2023).
48. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 Гигиенические требования к персональным электронно–вычислительным машинам и организации работы // URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200029087> (дата обращения: 09 июня, 2023).
49. Демидова Н.А., Демидов А.В. Автоматизация и моделирование процессов в нефтегазовой отрасли. – М.: Издательство МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2017. – 256 с.
50. Гусев И.В., Мамыкин А.А. Автоматизированные системы управления технологическими процессами в нефтегазовой отрасли. – М.: Издательство МГУ им. М.В. Ломоносова, 2015. – 320 с.
51. Honeywell Process Solutions: решения для нефтегазовой отрасли // URL: <https://www.honeywellprocess.com> (дата обращения: 09 июня, 2023).
52. Всемирная организация охраны здоровья // URL: <https://www.who.int> (дата обращения: 09 июня, 2023).
53. Ecology.com: ресурс по вопросам экологии и экологической безопасности // URL: <https://www.ecology.com> (дата обращения: 09 июня, 2023).
54. Sustainable Development Goals: информационный портал по вопросам экологической безопасности и устойчивого развития // URL: <https://www.sustainabledevelopment.un.org> (дата обращения: 09 июня, 2023).

Приложение А (Обязательное)

Трехуровневая структура автоматизированной системы

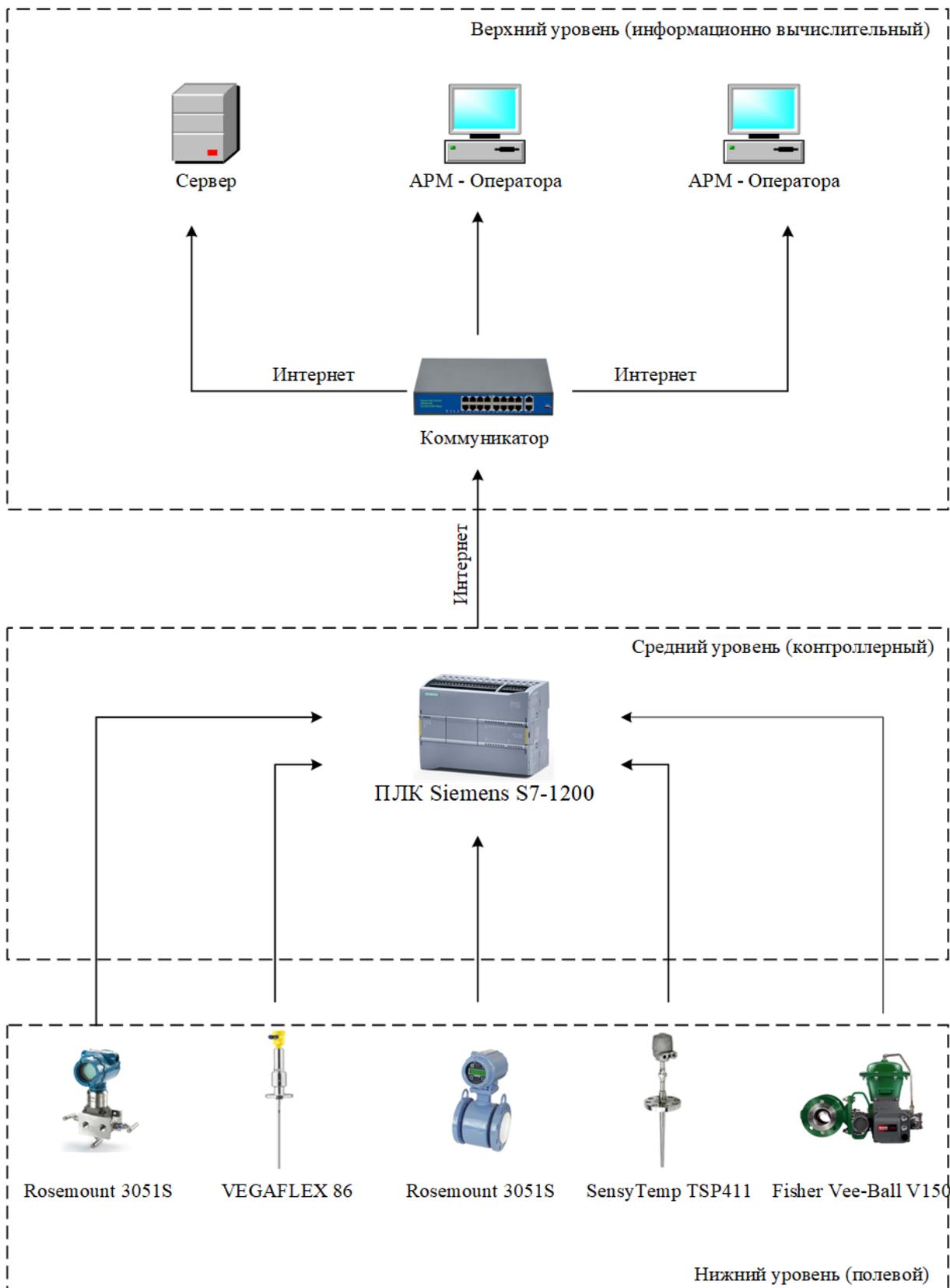
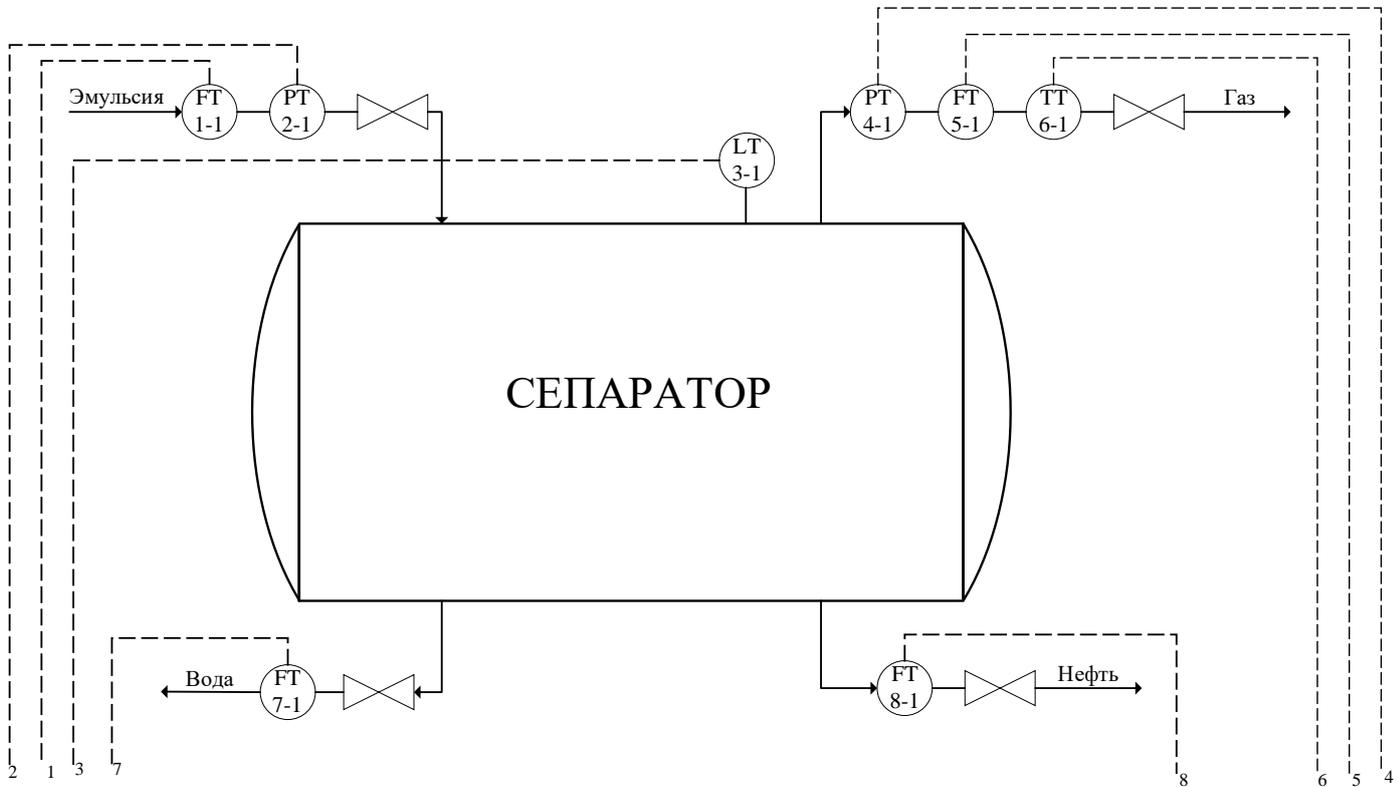


Рисунок А.1 – Структура автоматизированной системы

Приложение Б (Обязательное)

Функциональная схема автоматизации трехфазного сепаратора первого ступени сепарации



		7 ₁	3 ₁	1 ₁	2 ₁	8 ₁	4 ₁	5 ₁	6 ₁	
Приборы местные		FI 7-2	LI 3-2	FI 1-2		FI 8-2		FI 5-2	TI 6-2	
	Щит управления		LC 3-3 LIA 3-4		PI 2-2		PI 1-2		LIA 6-3	
ПЛК	AI-16	●	●	●	●	●	●	●	●	
	AO-16									
	DI-16			●					●	
	DO-16			●					●	
SCADA	Измерение	●	●	●	●	●	●	●	●	
	Сигнализация	●	●	●	●	●	●	●	●	
	Управление								●	

Рисунок Б.1 – Функциональная схема автоматизации трехфазного сепаратора первого ступени сепарации

Приложение В (Обязательное)

Схема информационных потоков

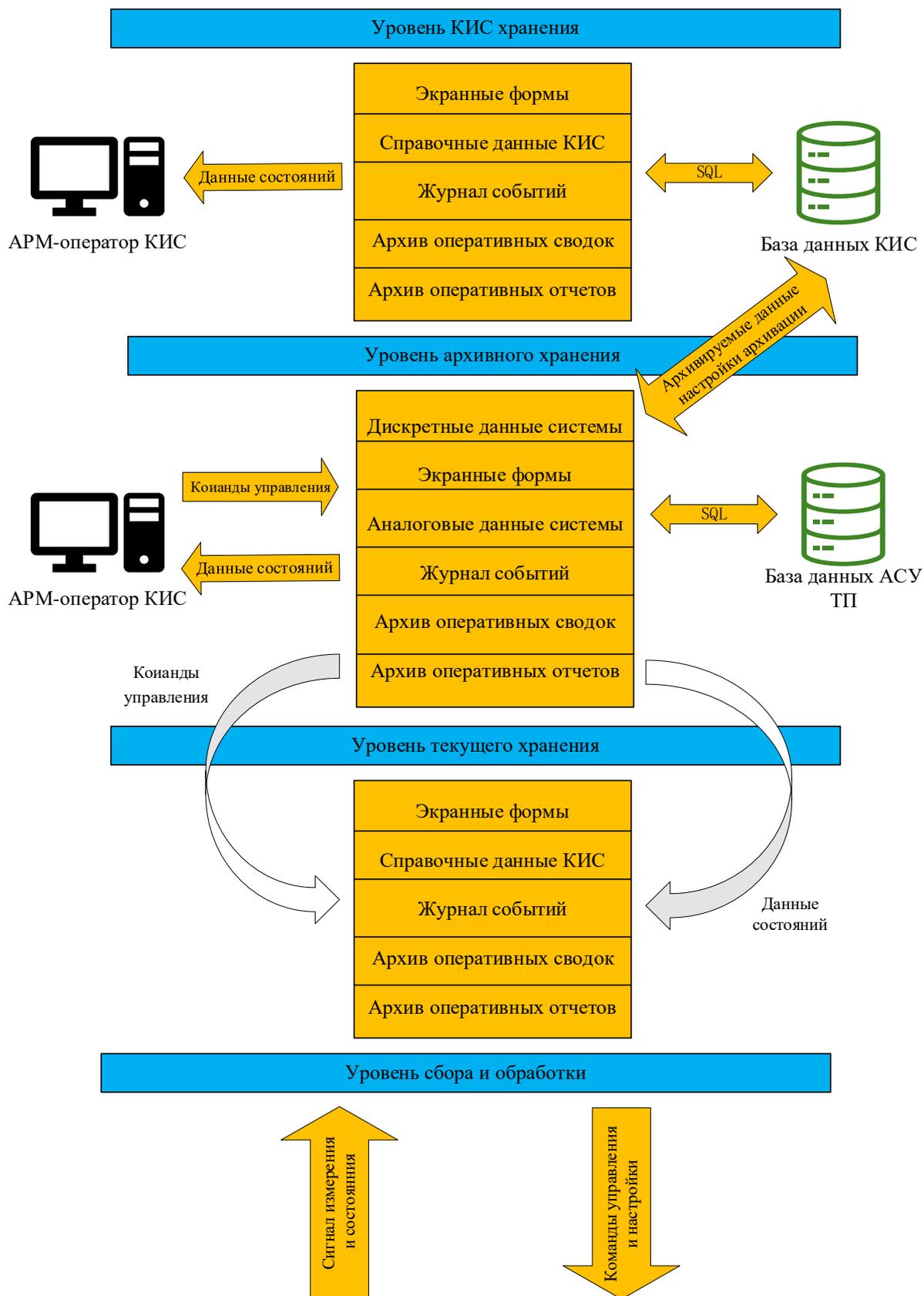


Рисунок В.1 – Схема информационных потоков

Приложение Г (Обязательное)

Автоматизированная система управления

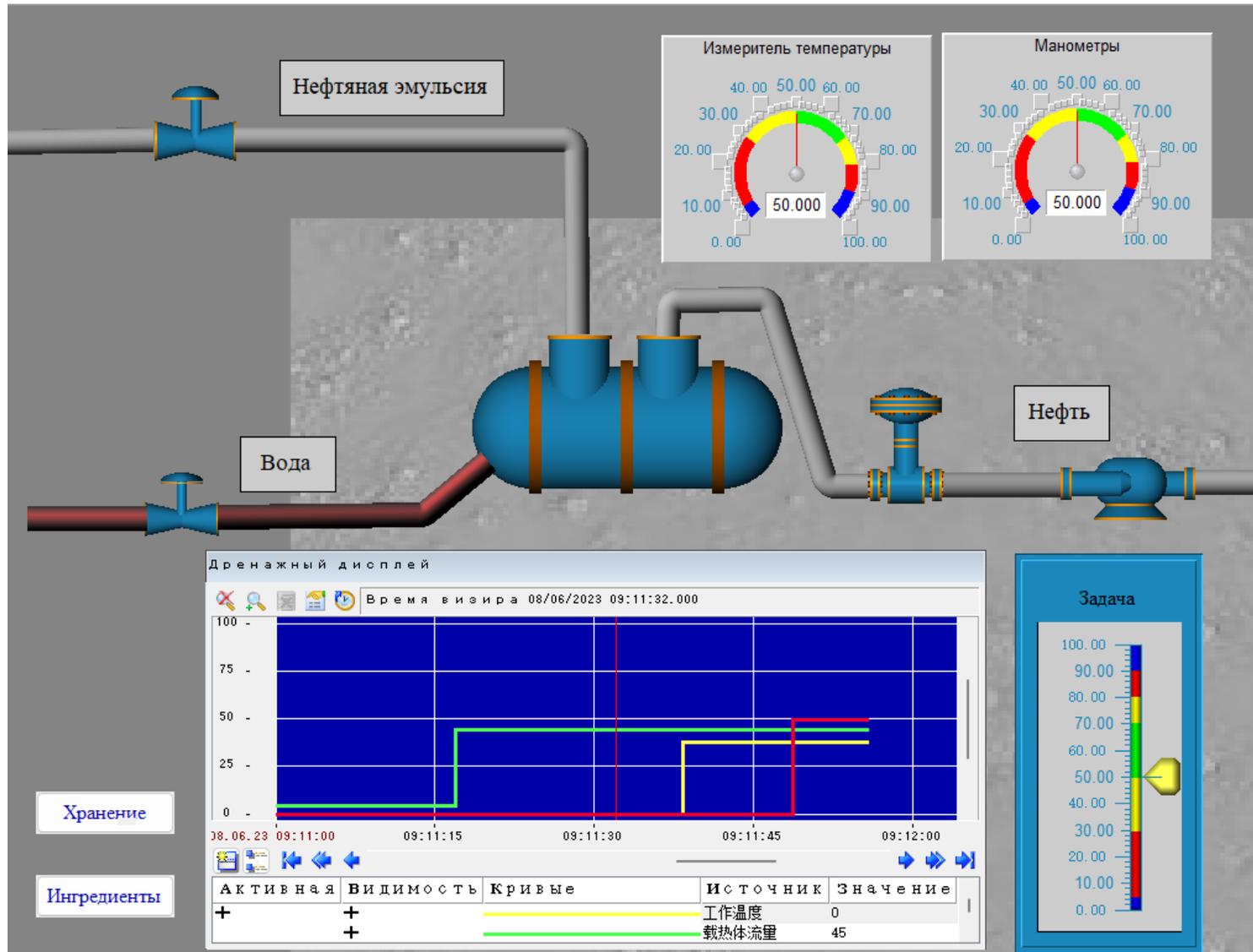


Рисунок Г.1 – Автоматизированная система управления

Приложение Д (Обязательное)

Операторно–структурна схема с ПИД–регулятором

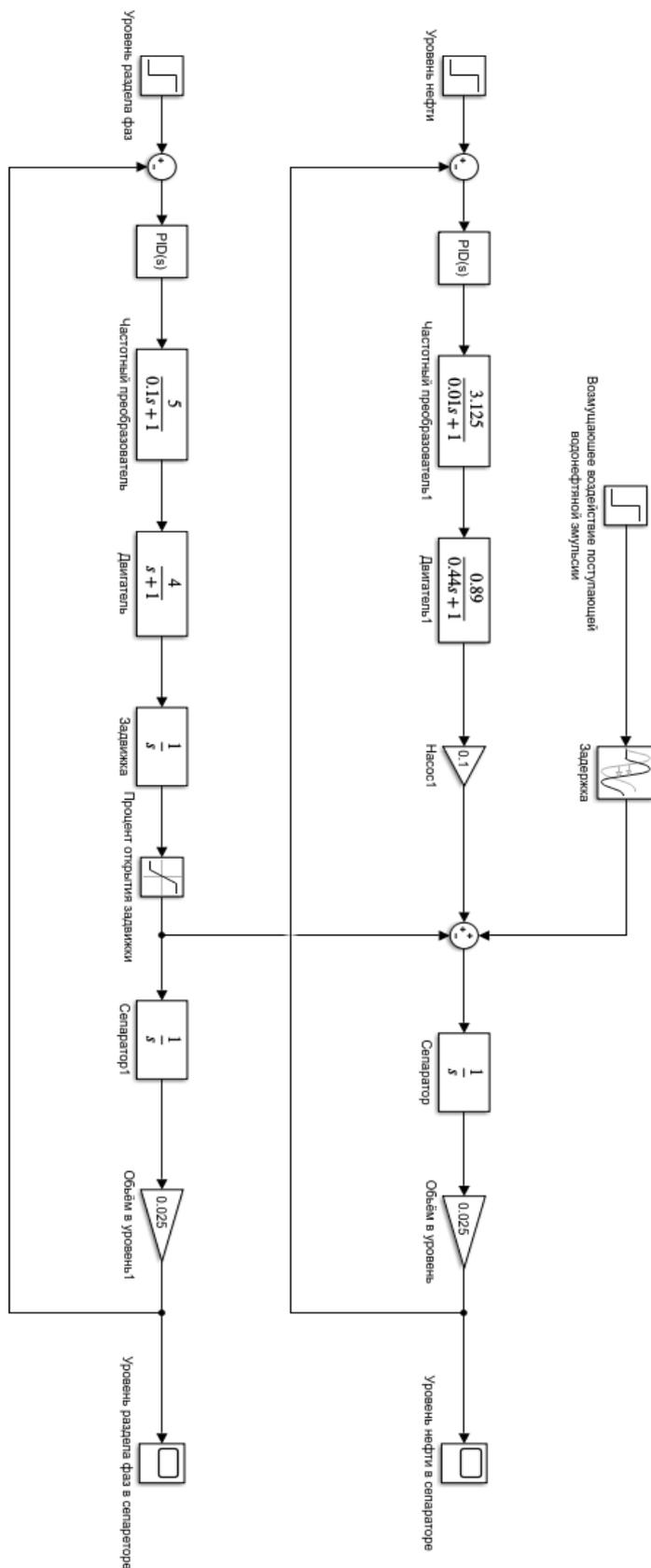


Рисунок Д.1 – Операторно–структурна схема с ПИД–регулятором