

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Автоматизированная система управления групповой замерной установкой нефти на месторождении

УДК 622.276.346.057

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т61	Мискевич Дмитрий Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	К.Т.Н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Воронин Александр Васильевич	К.Т.Н., ДОЦЕНТ		

Запланированные результаты обучения по направлению «Автоматизация технологических процессов и производств»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен использовать основные закономерности, действующие в процессе изготовления продукции требуемого качества, заданного количества при наименьших затратах общественного труда
ОПК(У)-2	Способен решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности
ОПК(У)-3	Способен использовать современные информационные технологии, технику, прикладные программные средства при решении задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-4	Способен участвовать в разработке обобщенных вариантов решения проблем, связанных с автоматизацией производств, выборе на основе анализа вариантов оптимального прогнозирования последствий решения
ОПК(У)-5	Способен участвовать в разработке технической документации, связанной с профессиональной деятельностью
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен собирать и анализировать исходные информационные данные для проектирования технологических процессов изготовления продукции, средств и систем автоматизации, контроля, технологического оснащения, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством; участвовать в работах по расчету и проектированию процессов изготовления продукции и указанных средств и систем с использованием современных информационных технологий, методов и средств проектирования
ПК(У)-2	Способен выбирать основные и вспомогательные материалы для изготовления изделий, способы реализации основных технологических процессов, аналитические и численные методы при разработке их математических моделей, методы стандартных испытаний по определению физико-механических свойств и технологических показателей материалов и готовых изделий, стандартные методы их проектирования, прогрессивные методы эксплуатации изделий
ПК(У)-3	готов применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов, современные методы разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, средства автоматизации технологических процессов и производств

ПК(У)-4	Способен участвовать в постановке целей проекта (программы), его задач при заданных критериях, целевых функциях, ограничениях, разработке структуры его взаимосвязей, определении приоритетов решения задач с учетом правовых и нравственных аспектов профессиональной деятельности, в разработке проектов изделий с учетом технологических, конструкторских, эксплуатационных, эстетических, экономических и управленческих параметров, в разработке проектов модернизации действующих производств, создании новых, в разработке средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством в соответствии с техническими заданиями и использованием стандартных средств автоматизации расчетов и проектирования
ПК(У)-5	Способен участвовать в разработке (на основе действующих стандартов и другой нормативной документации) проектной и рабочей технической документации в области автоматизации технологических процессов и производств, их эксплуатационному обслуживанию, управлению жизненным циклом продукции и ее качеством, в мероприятиях по контролю соответствия разрабатываемых проектов и технической документации действующим стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам
ПК(У)-6	Способен проводить диагностику состояния и динамики производственных объектов производств с использованием необходимых методов и средств анализа
ПК(У)-7	Способен участвовать в разработке проектов по автоматизации производственных и технологических процессов, технических средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, в практическом освоении и совершенствовании данных процессов, средств и систем
ПК(У)-8	Способен выполнять работы по автоматизации технологических процессов и производств, их обеспечению средствами автоматизации и управления, готовностью использовать современные методы и средства автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством
ПК(У)-9	Способен определять номенклатуру параметров продукции и технологических процессов ее изготовления, подлежащих контролю и измерению, устанавливать оптимальные нормы точности продукции, измерений и достоверности контроля, разрабатывать локальные поверочные схемы и выполнять проверку и отладку систем и средств автоматизации технологических процессов, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, а также их ремонт и выбор; осваивать средства обеспечения автоматизации и управления
ПК(У)-10	Способен проводить оценку уровня брака продукции, анализировать причины его появления, разрабатывать мероприятия по его предупреждению и устранению, по совершенствованию продукции, технологических процессов, средств автоматизации и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, систем экологического менеджмента предприятия, по сертификации продукции, процессов, средств автоматизации и управления
ПК(У)-11	Способен участвовать: в разработке планов, программ, методик, связанных с автоматизацией технологических процессов и производств, управлением процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, инструкций по эксплуатации оборудования, средств и систем автоматизации, управления и сертификации и другой текстовой документации, входящей в конструкторскую и технологическую документацию, в работах по экспертизе технической документации, надзору и контролю за состоянием технологических процессов, систем, средств автоматизации и управления, оборудования, выявлению их резервов, определению причин недостатков и возникающих неисправностей при эксплуатации, принятию мер по их устранению и повышению эффективности использования
ПК(У)-18	Способен аккумулировать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции, компьютерных систем управления ее качеством,
ПК(У)-19	Способен участвовать в работах по моделированию продукции, технологических процессов, производств, средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством с использованием современных средств автоматизированного проектирования, по

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

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

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Уровень образования – Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

Период выполнения – осенний / весенний семестр 2020 / 2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Автоматизированная система управления групповой замерной установкой нефти на месторождении	50
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	25
	Социальная ответственность	25

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н.		26.02.21

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Николай Михайлович	—		26.02.21

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Воронин Александр Васильевич	к.т.н.		27.02.21

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
 _____ 27.02.21 Воронин А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т61	Мискевич Дмитрий Сергеевич

Тема работы:

Автоматизированная система управления групповой замерной установкой нефти на месторождении	
Утверждена приказом директора (номер, дата)	№ 56-52/с от 25.02.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.21
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является автоматизированная система управления групповой замерной установкой нефти на месторождении. Режим работы непрерывный. Установка измерения количества и качества нефти осуществляет замер дебита нефти поступающий из скважин.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Описание технологического процесса; Разработка структурной схемы автоматизированной системы; Разработка функциональной схемы автоматизации;

	<p>Разработка схемы информационных потоков автоматизированной системы;</p> <p>Выбор средств реализации автоматизированной системы;</p> <p>Разработка схемы соединения внешних проводов;</p> <p>Разработка алгоритмов управления автоматизированной системы;</p> <p>Разработка программы запуска и останова системы</p>
Перечень графического материала	<p>Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013, 21.408-2013;</p> <p>Трехуровневая схема АС;</p> <p>Схема информационных потоков;</p> <p>Схема соединения внешних проводов;</p> <p>Алгоритм пуска системы;</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Верховская Марина Витальевна
Социальная ответственность	Аверкиев Алексей Анатольевич

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.04.21
---	----------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н.		12.04.21
Старший преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Николай Михайлович	—		12.04.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т61	Мискевич Дмитрий Сергеевич		12.04.21

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т61	Мискевич Дмитрий Сергеевич

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

Тема ВКР:

Автоматизированная система управления групповой замерной установкой нефти на месторождении

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

1. Показатели оценки качества разработки. 2. Показатели оценки коммерческого потенциала разработки. 3. Сильные и слабые стороны, возможности и угрозы проекта.	– Надежность; – Простота эксплуатации; – Удобство эксплуатации
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	– Потенциальные потребители результатов исследования; – анализ конкурентных технических решений.
2. Планирование научно – исследовательских работ	– Структура работ в рамках научного исследования; – определение трудоемкости выполнения работ; – бюджет научно – технического исследования.
3. Определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности исследования	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т61	Мискевич Дмитрий Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
38Т61	Мискевич Дмитрий Сергеевич

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

Тема ВКР:

Автоматизированная система управления групповой замерной установкой нефти на месторождении	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Помещение закрытого типа с принудительной вентиляцией воздуха. Помещение имеет искусственный источник освещения. Основное рабочее оборудование – пульт диспетчера, второстепенное рабочее место – производственное помещение АГЗУ.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: — специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	— ТК РФ, N 197 – ФЗ – каждый работник имеет право. — ГОСТ 12.2.032 –78 ССБТ – требования к рабочему месту сидя. — ГОСТ 12.2.033 –78 ССБТ – требования к рабочему месту стоя. — ГОСТ 22269 – 76 ГССС – рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. — ГОСТ 21889 – 76 ГССС – Система «Человек-машина». Кресло человека-оператора. — ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов	— Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания; — Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ними; — Ожоги; — Поражение электрическим током; — Оборудование, работающее под давлением, выше атмосферного; — Недостаточная освещенность рабочей зоны; — Отклонение показателей микроклимата.
3. Экологическая безопасность: 3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду 3.2. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду	— Атмосфера: Выброс газа и т.п. — Гидросфера: разлив нефти на воде и т.п. — Литосфера: загрязнение почвы хим.веществами и т.п.

3.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 4.1. Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые может инициировать объект исследований 4.2. Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований 4.3. Обоснование мероприятий по предотвращению чрезвычайных ситуаций и разработка порядка действий в случае возникновения чрезвычайной ситуации	— Пожар; — Взрыв.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т61	Мискевич Дмитрий Сергеевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 100 страниц, 21 рисунок, 22 таблицы, 24 источника, 5 приложений.

Ключевые слова: проект, автоматизированная групповая замерная установка, давление, расход, дебит нефти, датчики, мнемосхема, SCADA.

Объектом работы является автоматизированная групповая замерная установка.

Целью работы является автоматизация групповой замерной установкой нефти на месторождении.

В настоящей работе исследована автоматизированная система управления групповой замерной установкой, проведен выбор контроллерного оборудования и датчиков, разработана схема автоматизации.

Данная система применяется в промышленности для автоматизированного измерения дебита нефтяных скважин.

Пояснительная записка выполнена с помощью текстового редактора Microsoft Word 2007. Графический материал выполнен в Microsoft Visio 2007. Моделирование алгоритма автоматического регулирования производилось в Matlab Simulink 6.1.

Содержание

	Стр.
Определения.....	16
Обозначения и сокращения.....	18
Введение.....	19
1. Техническое задание.....	21
1.1. Назначения и цели создания АСУ ТП.....	21
1.2. Требования к системе.....	21
1.3. Требования к техническому обеспечению.....	22
1.4. Требования к метрологическому обеспечению.....	24
1.5. Требования к информационному обеспечению.....	25
1.6. Требования по стандартизации и унификации.....	26
1.7. Требования к функциям системы.....	27
1.8. Требования к математическому обеспечению системы.....	29
1.9. Требования к программному обеспечению системы.....	29
2. Основная часть.....	31
2.1. Описание технологического процесса.....	31
2.2. Разработка структурной схемы АС.....	32
2.3. Функциональная схема автоматизации.....	34
2.4. Разработка схемы информационных потоков.....	35
3. Выбор средств реализации АС.....	36
3.1. Выбор контроллерного оборудования.....	36
3.2. Выбор датчиков.....	38
3.2.1. Датчик давления.....	38
3.2.2. Датчик расхода нефти и газа.....	41
3.2.3. Датчик уровня.....	44
3.2.4. Датчик температуры.....	46
3.2.5. Влагомер.....	47
3.2.6. Газосигнализатор.....	49
3.2.7. Извещатель пожарный тепловой.....	53

3.3.Исполнительные механизмы.....	54
3.3.1. Переключатель скважин многоходовой.....	54
3.3.2. Кран шаровый с электроприводом.....	55
3.4.Разработка схемы внешних проводок.....	57
4. Выбор алгоритмов управления.....	59
4.1.Алгоритм сбора данных измерений.....	59
4.2.Алгоритм автоматического регулирования температуры.....	59
5. Экранные формы АС ГЗУ.....	61
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	63
6.1.Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	63
6.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	63
6.1.2. Анализ конкурентных технических решений.....	63
6.2.Планирование научно – исследовательских работ.....	65
6.2.1. Структура работ в рамках научного исследования.....	65
6.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ.....	66
6.2.3. Бюджет научно – технического исследования (НТИ).....	69
6.2.3.1. Расчет материальных затрат НТИ.....	70
6.2.3.2. Основная заработная плата исполнителей темы.....	70
6.2.3.3. Дополнительная заработная плата.....	72
6.2.3.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	72
6.2.3.5. Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта.....	73
6.3.Определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности исследования.....	73
7. Социальная ответственность.....	77
7.1.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	77
7.1.1. Специальные.....	77

7.1.2. Требования к рабочему месту.....	78
7.1.3. Требования к размещению органов управления.....	79
7.1.4. Требования к размещению средств отображения информации.....	79
7.1.5. Общие эргономические требования к креслу человека-оператора..	80
7.2. Производственная безопасность.....	81
7.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	81
7.2.1.1. Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания...	81
7.2.1.2. Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ними.....	82
7.2.1.3. Факторы связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека.....	82
7.2.1.4. Электробезопасность.....	83
7.2.1.5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	84
7.2.1.6. Отклонение показателей микроклимата.....	84
7.3. Экологическая безопасность.....	85
7.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.....	85
7.3.2. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду.....	86
7.3.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	86
7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	87
7.4.1. Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые может инициировать объект исследований.....	87
7.4.2. Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований.....	88
7.4.3. Обоснование мероприятий по предотвращению чрезвычайных ситуаций и разработка порядка действий в случае возникновения	

чрезвычайной ситуации.....	88
7.5. Вывод.....	90
Заключение.....	91
Список используемых источников литературы.....	92
Приложение А. Функциональная схема.....	95
Приложение Б. Трехуровневая структура АС.....	96
Приложение В. Схема информационных потоков.....	97
Приложение Г. Схема внешних проводок.....	98
Приложение Д. Алгоритм сбора данных.....	100

Определения

В выпускной квалификационной работе применяются нижеперечисленные термины с соответствующими определениями:

автоматизированная система (АС): Совокупность персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, которая реализует необходимую технологию выполнения установленных функций;

мнемосхема: Это графическое отображение в упрощенной форме функциональной схемы на экране АРМ;

интерфейс оператора: Это набор аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, который обеспечивает взаимодействие между пользователями и системой;

протокол (Profibus, HART, Modbus RTU): Это формальный набор соглашений, управляющий форматированием и относительной синхронизацией обмена сообщениями между двумя коммуникационными системами;

технологический процесс (ТП): Идущие подряд технологические взаимосвязанные действия, требуемые для производства конкретного типа работ;

SCADA (англ. Supervisory Control And Data Acquisition): Это используемый для создания ПО систем контроля технологических процессов и сбора информации в реальном времени, программный пакет;

объект управления (ОУ): Система, на которую направлены управляющие воздействия;

программируемый логический контроллер (ПЛК): Устройство, которое выполняет управление физическими процессами по заранее заданному алгоритму с использованием информации, получаемой от датчиков и выводимой в исполнительные устройства;

диспетчерский пункт (ДП): Место, где расположен центр диспетчерского управления и сконцентрированы сведения об обстановке на производстве;

автоматизированное рабочее место (АРМ): Индивидуальная

совокупность технических средств и программных продуктов, предназначенная для автоматизации профессионального труда специалиста. Для создания АРМ обычно применяются SCADA-системы;

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

Modbus: Протокол для коммуникации устройств, осуществленный на архитектуре «клиент-сервер».

Обозначения и сокращения

ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь;

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;

ГП – гидропривод;

БТ – блок технологический;

ПСМ – переключатель скважин многоходовой;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

САР – система автоматического регулирования;

ПАЗ – противоаварийная автоматическая защита;

ПО – программное обеспечение;

ИМ – исполнительный механизм;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

БД – база данных.

Введение

ООО «Томская нефть» ведет разработку десяти нефтяных месторождений (Столбовое, Федюшкинское, Грушевое, Дуклинское, Поселковое, Южно-Мыльджинское, Верхнесалатское, Соболиное, Гураринское, Ясное) и одного газоконденсатного (Речное) на территории Томской области [1].

Предприятие было образовано в ноябре 2001 года. В 2004 году «Томская нефть» вошла в корпоративную структуру АО НК «РуссНефть». Интеграция в состав холдинга придала динамику реализации масштабных производственных программ, направленных на вовлечение в разработку имеющихся запасов и увеличение объемов добычи нефти на томских месторождениях. ПАО НК «РуссНефть» относит разработку лицензионных участков томского региона к числу перспективных для компании проектов и планирует на их базе обеспечить устойчивый рост добычи.

В 2016 году «Томская нефть» добыла свыше 830 тыс. тонн нефти и более 86 млн м³ природного газа.

В 2016 году предприятие продолжало развивать и обустраивать инженерную инфраструктуру месторождений ООО «Томская нефть». Были пробурены и введены в эксплуатацию наклонно-направленные скважины на Столбовом, Федюшкинском и Грушевом месторождениях. В рамках внедрения технологии горизонтального бурения с многостадийным ГРП на Столбовом месторождении введена в эксплуатацию скважина, на которой впервые был проведен 4-стадийный ГРП, её пусковой дебит составил 310 тонн в сутки. Был введен в эксплуатацию напорный нефтепровод ДНС «Гураринское» - УПН «Соболиное», кустовые площадки, автомобильные дороги и опорные базы промысла на разрабатываемых месторождениях. Также были проведены реконструкции пункта сбора нефти и газокompрессорной станции на Столбовом месторождении и завершены строительные-монтажные и пуско-наладочные работы на объекте «Комплекс для подогрева нефти и утилизации отходов на ЦПС Верхнесалатского месторождения».

Автоматизация технологического процесса – совокупность методов и средств, предназначенная для реализации системы или систем, позволяющих осуществлять управление самим технологическим процессом без непосредственного участия человека, либо оставления за человеком права принятия наиболее ответственных решений [2].

Как правило, в результате автоматизации технологического процесса создаётся АСУ ТП.

Основа автоматизации технологических процессов – это перераспределение материальных, энергетических и информационных потоков в соответствии с принятым критерием управления (оптимальности). В качестве оценочной характеристики может выступать понятие уровня (степени) автоматизации.

Частичная автоматизация – автоматизация отдельных аппаратов, машин, технологических операций. Производится, когда управление процессами вследствие их сложности или скоротечности практически недоступно человеку. Частично автоматизируется, как правило, действующее оборудование.

Комплексная автоматизация предусматривает автоматизацию технологического участка, цеха или предприятия, функционирующих как единый, автоматизированный комплекс.

Полная автоматизация – высшая ступень уровня автоматизации, при которой все функции контроля и управления производством (на уровне предприятия) передаются техническим средствам. На современном уровне развития полная автоматизация практически не применяется, так как функции контроля остаются за человеком. Близкими к полной автоматизации можно назвать предприятия атомной энергетики.

1. Техническое задание

1.1. Назначение и цели создания АСУ ТП

Данное техническое задание описывает задачу по автоматизации системы управления групповой замерной установки (ГЗУ).

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) предназначена для выполнения функций автоматизированного управления каким-либо технологическим процессом и для остановки производственного процесса при угрозе аварии по заранее заданным алгоритмам.

Назначение АСУ ТП ГЗУ:

- измерение дебита добываемой нефти и газа;
- возможность автоматического переключения скважин на замер;
- возможность мониторинга данных на пульте диспетчера.

1.2. Требования к системе

АГЗУ включает в себя следующие компоненты:

1. Модернизированный блок технологической части АГЗУ,
2. Автоматизированная система управления технологическим процессом АГЗУ.

Модернизированный блок технологической части АГЗУ должен обеспечивать возможность размещения датчиков и исполнительных механизмов АСУ ТП АГЗУ, также он должен обеспечивать безопасность технологического процесса.

АСУ ТП АГЗУ должна состоять из трёх уровней:

1. Нижний (полевой) уровень – уровень первичного преобразования информации о технологических процессах;
2. Контроллерный;
3. Верхний (диспетчерский) уровень – уровень сбора, обработки, визуализации, архивации информации. Уровень выработки управляющих воздействий и реализации команд операторов.

Подобная система из трёх уровней позволяет обеспечить передачу данных с полевого уровня на контроллерный уровень, то есть на уровень пунктов сбора информации систем телемеханики, либо, например, на сервера корпоративной базы данных.

АСУ ТП должна быть восстанавливаемой и обслуживаемой многофункциональной и модульной системой. Данная система должна функционировать в режиме реального времени, в непрерывном круглосуточном режиме. АСУ ТП может функционировать в одном из следующих режимов:

- автоматизированный (с панели оператора),
- автоматический,
- ручной (местный), то есть от местных щитов управления, от местных кнопок при работах по пуску и наладке либо ремонтных работах.

Штатный режим функционирования АСУ ТП - автоматический. В данном режиме управление исполнительными механизмами производится по программе в соответствии с алгоритмами управления. В этом режиме управление исполнительными механизмами кнопками по месту и по командам оператора блокируется.

В автоматизированном режиме оператор должен имеет возможность дистанционного управления исполнительными механизмами, изменения уставок автоматического регулирования. Во время работы алгоритмов технологических защит и блокировок такая возможность отключается для тех исполнительных устройств, на которые в данный момент подаются команды управления, сформированные алгоритмом. Такой подход предотвращает возможность одновременной подачи противоречивых сигналов управления на одно исполнительное устройство, а также исключает возможность выполнения некорректных действий оператора в нештатных ситуациях.

1.3. Требования к техническому обеспечению

В состав установки входят блоки: блок технологический БТ и блок аппаратный (БА). Электрическая связь между блоками осуществляется по

кабельным каналам через клеммные разъёмы, размещаемые в шкафу блока аппаратного и клеммные коробки, установленные на технологическом блоке.

В блоке аппаратном (БА) будут размещены все контроллерные технические средства, необходимые для работы системы. Помещение, в котором расположены контроллерные технические средства, должно соответствовать требованиям СН 512-78 «Инструкция по проектированию зданий и помещений для электронно-вычислительных машин» [3].

В соответствии с ГОСТ 21552-84 «Средства вычислительной техники. Общие технические требования, правила приемки, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение»[4].

Правила по обслуживанию каких-либо используемых технических средств в данной системе должны быть указаны в паспортах этих технических средств.

Дежурным персоналом должен быть организован еженедельный технический осмотр составляющих системы, включающий в себя:

- внешний осмотр;
- контроль работоспособности;
- устранение неисправностей.

Необходимо проведение периодического технического обслуживания всех используемых технических средств. Периодичность данного обслуживания устанавливается в соответствии с требованиями, указанными производителем в технической документации, но не реже раза в год.

Если производится восстановление работоспособности каких-либо технических средств, оно должно осуществляться в соответствии с требованиями и инструкциями разработчика и документами по ремонтным работам. По завершении ремонтных работ обязательно должно проводиться тестирование восстановленного технического средства.

Если техническое средство вводится в эксплуатацию, то должно быть произведено резервное копирование программного обеспечения (ПО) и

обрабатываемой данным средством информации.

Система должна быть обеспечена комплектом ЗИП на гарантийный срок обслуживания.

1.4. Требования к метрологическому обеспечению

Метрологическое обеспечение должно удовлетворять требованиям Закона Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений», ГОСТов и Правил по метрологии.

Метрологическое обеспечение должно соответствовать ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое Обеспечение измерительных систем. Основные положения», а также ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» [5, 6].

Средства измерения, входящие в систему АСУ ТП, обязаны обладать сертификатом, утверждающим тип данного средства измерения, его описание и методику поверки данного средства измерения.

Для калибровки измерительных каналов в спецификацию оборудования необходимо включать специальные программные и технические средства.

Значения контролируемых параметров (технологического процесса, технологического оборудования) должны быть выражены в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин» [7].

Разработанный комплекс должен обеспечивать поверку или калибровку как комплексно, так и поэлементно.

Все методики измерения, используемые в сфере государственного метрологического контроля и надзора, должны быть аттестованы.

При калибровке каналов АСУ ТП должна быть предоставлена возможность доступа ко всем элементам системы для подключения образцовых приборов (калибраторов) [6].

Для измерительных устройств и их измерительных каналов должны быть

инструкции по их калибровке.

Фирма-изготовитель измерительного или управляющего модуля обязана указать метрологические характеристики в документации на технические и программные средства. Техническим регламентом указаны нормы значений погрешности измерительных каналов, которые не должны быть превышены.

Диапазон измерений и приведенные погрешности являются определяющими при выборе модулей/датчиков и фирмы-поставщика.

Для всех средств, которые непосредственно участвуют в процессе измерения каких-либо параметров, необходимо обеспечить условия эксплуатации, обозначенные производителем.

Измерительные каналы системы могут использоваться для целей контроля параметров только после их калибровки на объекте эксплуатации. Калибровка измерительных каналов ИС проводится в соответствии с установленным на Предприятии порядком.

1.5. Требования к информационному обеспечению

Информационное обеспечение АСУ ТП АГЗУ должно быть достаточным, чтобы реализовать все функции системы. Информационное обеспечение подразумевает в себе следующие категории данных:

- загрузочные модули и тексты программ;
- значения переменных, поступающих в систему с датчиков;
- усредненные/сглаженные за определенный промежуток времени значения переменных;
- настройки алгоритмов управления;
- информация о привязке ПО к объекту;
- кодировка;
- базы данных;
- протоколы.

Чтобы работать с большим количеством разнообразной информации, для удобства операторов информационное обеспечение должно иметь четкую

структуру и иерархическую организацию.

Существуют стандартные операционные панели:

- Панели общего обзора – осуществление контроля над всем технологическим процессом, осуществление перехода к более подробным панелям, если есть необходимость;
- Мнемосхемы – это графическое отображение технологического процесса, на котором оператор может увидеть весь алгоритм управления, защиты, показания датчиков и др.;
- Панели показаний приборов – представляют показания от 8-12 приборов;
- Панели настройки – описывают параметры настройки АГЗУ;
- Панели сигналов тревоги – в хронологическом порядке осуществляют вывод предупредительных и предаварийных сигналов;
- Панель архивов - показывает архивные записи.

Для взаимодействия с данными панелями оператором могут использоваться следующие методы. Оператору, обслуживающему данную систему, должны быть представлены простые и естественные способы вызова и ввода данных, такие как:

- выбор элемента/параметра из меню;
- выбор элемента/параметра на экране;
- ввод технологического параметра в специальное окно/форму.

Все данные, участвующие в работе АСУ ТП должны быть надежно защищены, то есть не уничтожаться при аварии электропитания либо отказе каких-либо модулей или блоков данной системы.

1.6. Требования по стандартизации и унификации

Разрабатываемая система должна иметь унифицированные входные и выходные сигналы, то есть быть универсальной.

В АСУ ТП АГЗУ могут быть использованы сигналы:

- входные/ выходные аналоговые с токовыми значениями 4 - 20 мА;
- входные/ выходные дискретные 24 В;
- интерфейсы последовательной передачи данных RS-485 с протоколом передачи данных Modbus RTU;
- интерфейс Ethernet.

1.7. Требования к функциям системы

В соответствии с ГОСТ 24.104-85 ЕСС АСУ «Автоматизированные системы управления. Общие требования» АСУ ТП ГЗУ должна обеспечивать [8]:

1. Автоматизированный сбор и первичную обработку технологической информации. Сюда входит опрос всех датчиков, то есть снятие с датчиков сигналов, затем должно осуществляться масштабирование снятого сигнала и его перевод в действительные значения в соответствии с градуировочными характеристиками аналоговых измерительных элементов;

2. Автоматический контроль состояния технологического процесса, предупредительную сигнализацию при выходе технологических показателей за установленные границы – любые действия, предпринимаемые оператором при работе с системой должны быть защищены от всевозможных ошибок. Чтобы избежать аварий и чрезвычайных ситуаций, система должна выполнять действия, которые соответствуют документации на систему и не выходят за установленные пределы. Система должна учитывать уровень полномочий персонала, осуществляющего управление, и игнорировать действия в случае нехватки полномочий;

3. Управление технологическим процессом в реальном масштабе времени, то есть оператор должен иметь возможность видеть состояние датчика/параметра в текущий момент времени. Для аналоговых датчиков необходимо подбирать период опроса индивидуально;

4. Представление информации в удобном для восприятия и анализа виде – в автоматизированном режиме на экран панели оператора выводится

оперативная информация о текущем состоянии оборудования и технологического процесса. Также оператор может вручную выполнить запрос в системе, чтобы получить информацию. Вся информация представляется в виде мнемосхем, графиков и таблиц;

5. Автоматическую обработку, регистрацию и хранение поступающей производственной информации;

6. Автоматическое формирование отчетов;

7. Контроль над работоспособным состоянием средств АСУ ТП, включая входные и выходные цепи полевого оборудования. Отказ любого элемента технических средств АСУ ТП не должен приводить к изменению положения или состояния исполнительных механизмов;

8. Автоматизированную передачу данных на верхний уровень предприятия – АСУ ТП в автоматизированном режиме обеспечивает формирование и подготовку всех необходимых данных и передает их в заводскую локальную вычислительную сеть по расписанию или запросу;

9. Защиту информации от несанкционированного доступа;

Техническое оснащение установки должно предоставлять следующие функции:

1. Измерение массы сырой нефти с установленной допустимой основной относительной погрешностью измерения;

2. Измерение массы сырой нефти без учета воды с установленными допустимыми основными относительными погрешностями измерения;

3. Измерение объема свободного нефтяного газа с установленной допустимой основной относительной погрешностью измерения;

4. Регистрация и хранение информации о результатах измерений количества и параметров сырой нефти по каждой скважине за период не менее одного месяца;

5. Регистрация отработанного скважинами времени;

6. Обеспечение передачи на верхний уровень информационных систем архивной информации;

7. Обеспечение передачи на верхний уровень информационных систем текущих результатов измерений;
8. Поддержание температуры в технологическом блоке;
9. Контроль пожарной сигнализации;
10. Контроль уровня загазованности;
11. Возможность устанавливать параметры каждой скважины.

1.8. Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение системы должно обеспечивать реализацию всех вышеперечисленных функций. Для реализации функций первичной обработки аналоговых сигналов должны применяться стандартные алгоритмы масштабирования, линеаризации, сглаживания, фильтрации и усреднения [9].

1.9. Требования к программному обеспечению системы

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя: системное ПО (операционные системы); инструментальное ПО; общее (базовое) прикладное ПО; специальное прикладное ПО. Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя:

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

Средства создания специального прикладного ПО должны включать в себя технологические и универсальные языки программирования и соответствующие средства разработки (компиляторы, отладчики). Технологические языки программирования должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 61131-3-2016. Базовое прикладное ПО должно обеспечивать выполнение

стандартных функций соответствующего уровня АС (опрос, измерение, фильтрация, визуализация, сигнализация, регистрация и др.). Специальное прикладное ПО должно обеспечивать выполнение нестандартных функций соответствующего уровня АС (специальные алгоритмы управления, расчеты и др.)[10].

2. Основная часть

2.1. Описание технологического процесса

Из скважин по трубопроводам, подключенным к установке, продукция поступает в переключатель скважин многоходовый (ПСМ), который переключает позицию скважины с помощью поршня и гидравлического привода (ГП). Отвод, на котором стоит поворотный патрубок ПСМа, определяется с помощью датчика положения скважины (ДПС). ПСМ предназначен для того, чтобы направлять продукцию одной из скважин в сепаратор замерной, продукция же остальных скважин отправляется в коллектор (общий трубопровод), давление которого контролируется и отправляется на пульт диспетчеру. Отделение газа от жидкости происходит в сепараторе. Выделившийся газ проходит через газовый массомер, затем при определенном перепаде давления срабатывает клапан магнитнорегулируемый (КМР) и часть газа направляется в общий трубопровод. Жидкость при этом накапливается в сепараторе и при перепаде давлений открывается кран, установленный на жидкостной линии, и жидкость за счет газа выдавливается в общий коллектор. Во время измерения жидкость проходит через жидкостный массомер и направляется в общий трубопровод. На рисунке 1 представлен общий вид АГЗУ ОЗНА - Массомер.



Рисунок 1 – АГЗУ ОЗНА-Массомер

Схема технологического процесса АГЗУ представлена на рисунке 2.

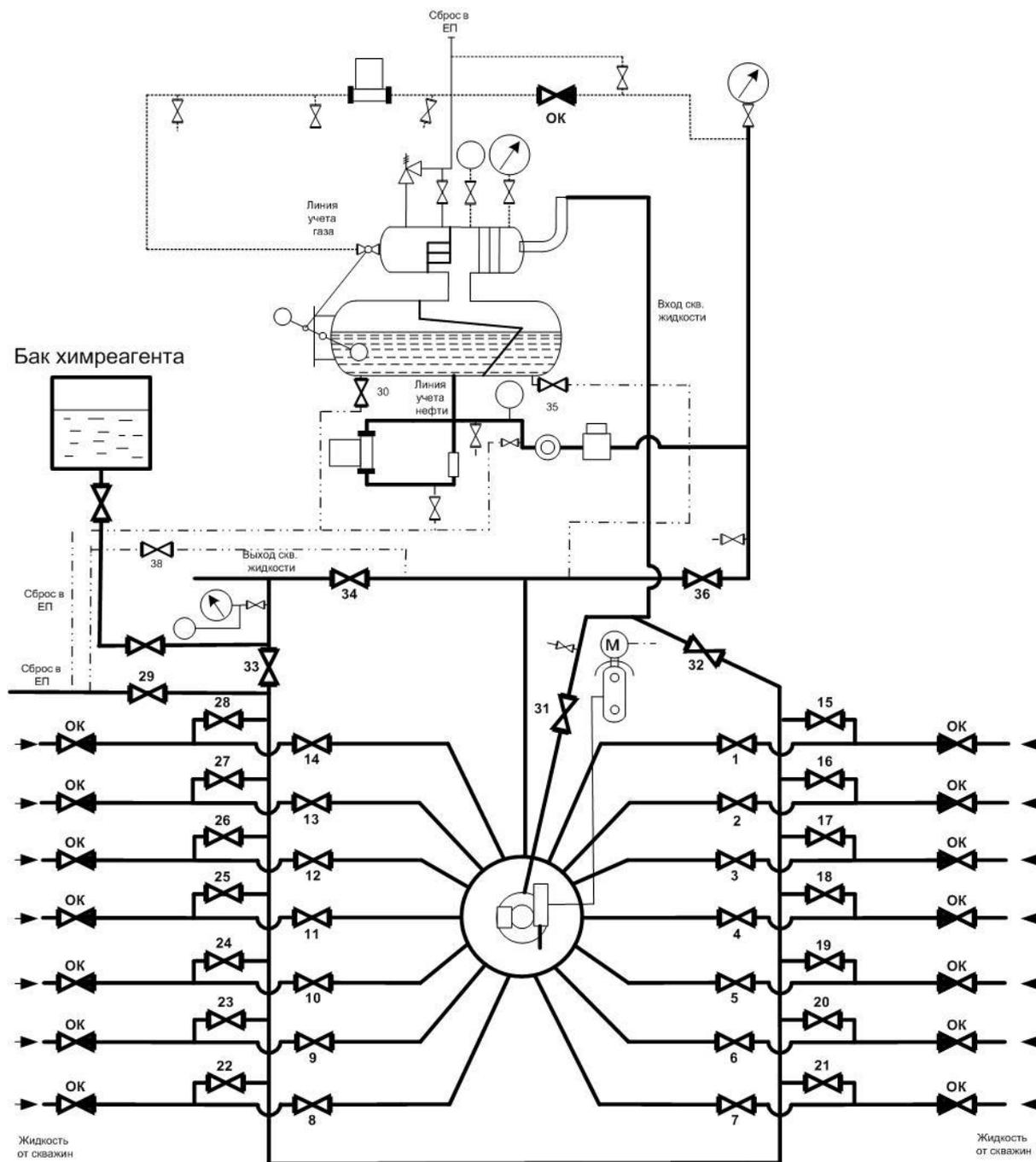


Рисунок 2 – Схема технологического процесса АГЗУ

2.2. Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является автоматическая групповая замерная установка. В сепараторе осуществляется разделение газожидкостной смеси (ГЖС), происходит измерение температуры, давления, обводненности, количество жидкости и газа. Исполнительными устройствами являются краны и переключатель скважин многоходовой.

Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой.

Трехуровневая структура АС, приведена в Приложении Б.

Нижний уровень системы составляют датчики, устройства измерения технологических параметров, приводы и исполнительные устройства, установленные на технологическом оборудовании и предназначенные для сбора первичной информации и реализации исполнительных воздействий. Этот уровень называют уровнем ввода-вывода (I/O) или полевым (Field) уровнем. Устройства полевого уровня могут быть интеллектуальными, в этом случае обмен информацией с ними может осуществляться непосредственно по сети передачи данных.

Следующий уровень системы – программируемые контроллеры. Они выполняют функцию непосредственного автоматического управления технологическими процессами. Управление исполнительными механизмами осуществляется по определенным алгоритмам путем обработки данных о состоянии технологических параметров, полученных посредством измерительных приборов. Этот уровень получил наименование уровня непосредственного управления (Control).

Серверы технологических данных и автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов технологического оборудования образуют так называемую SCADA-систему, верхний уровень АСУ ТП.

Серверы обеспечивают работу SCADA-системы, поддерживая протокол обмена данными с технологическими устройствами (контроллерами, интеллектуальными датчиками и исполнительными механизмами) и протокол работы с сетью персональных компьютеров. Основными функциями SCADA-систем являются:

- сбор, первичная обработка и накопление информации о параметрах технологического процесса и состоянии оборудования от промышленных контроллеров и других цифровых устройств, непосредственно связанных с технологической аппаратурой;

- отображение информации о текущих параметрах технологического процесса на экранах АРМ операторов и технического персонала в виде графических мнемосхем;
- отображение графиков текущих значений технологических параметров в реальном времени за заданный интервал;
- операторское управление технологическим процессом;
- обнаружение критических (аварийных) ситуаций;
- вывод на экраны АРМ операторов технологических и аварийных сообщений;
- архивирование истории изменения параметров технологического процесса;
- предоставление данных о параметрах технологического процесса для их использования в системах управления предприятием.

2.3. Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматизации (ФСА) является проектным документом, имеющим первостепенное значение, так как ФСА определяет структуру и уровень автоматизации, обеспечение средствами автоматизации и приборами технологического процесса. На функциональной схеме автоматизации показывают, согласно ГОСТ 21.408-2013[11]:

- инженерное и технологическое оборудование;
- коммуникации автоматизируемого объекта;
- контуры контроля, управления и регулирования.

Все элементы систем управления на функциональной схеме автоматизации изображаются в виде условных изображений и объединяются линиями функциональной связи.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса были решены следующие задачи:

- задача получения первичной информации о состоянии технологического процесса и аппаратно-технических средств;

- задача управления технологическим процессом;
- задача регистрации технологических параметров процессов.

Условные обозначения приборов, линий связи и средств автоматизации, применяемые на функциональной схеме автоматизации, установлены в ГОСТ 21.208-2013[12].

Согласно указанным выше требованиям разработана функциональная схема автоматизации. Она представлена в Приложении А.

2.4. Разработка схемы информационных потоков

При разработке схемы информационных потоков, в первую очередь, необходимо учитывать, что всего есть три уровня сбора и хранения информации:

- Верхний уровень – уровень корпоративного информационного хранения и архивного хранения. Информация представляется в виде экранных форм/мнемосхем. В автоматическом режиме на АРМ формируются различные отчеты (сводка по текущему состоянию оборудования, сводка текущих измерений);

- Средний уровень – уровень текущего хранения, т.е. буферная база данных. Средний уровень - своего рода маршрутизатор информационных потоков от датчиков и систем автоматики и телемеханики к верхнему уровню, т.е. к SCADA-системам;

- Нижний уровень – уровень сбора данных и их обработки. Это данные датчиков, т.е., как правило, аналоговые либо дискретные сигналы, данные о вычислении либо преобразовании.

Полную схему информационных потоков можно увидеть в Приложении В.

3. Выбор средств реализации АС

3.1. Выбор контроллерного оборудования

Важным компонентом рассматриваемой АСУ ТП является ПЛК. Необходимо подобрать контроллер, который сможет обрабатывать показания с датчиков, управлять исполнительными механизмами, и при этом режим работы удовлетворять следующим требованиям:

- работа без длительного обслуживания;
- работа в неблагоприятных условиях;
- модульность;
- приоритет отдается отечественным производителям.

Программируемый логический контроллер осуществляет сбор информации, поступающей с датчиков, и формирует команды управления для исполнительных механизмов, например, ПСМ.

Так как я работаю в нефтедобывающей компании ООО «Томская нефть» и у нас во всех АГЗУ установлен ПЛК ScadaPack32, то в данной работе был выбран и описан этот контроллер.

ПЛК ScadaPack32 представлен на рисунке 3.

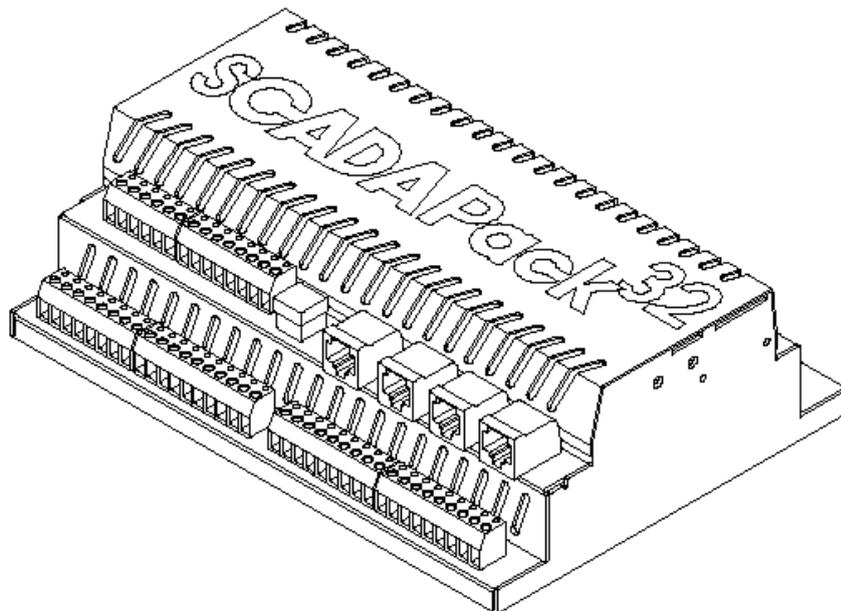


Рисунок 3 – ПЛК ScadaPack32

Контроллер ScadaPack 32 является самым последним из серии контроллеров ScadaPack и полностью совместим с уже существующими контроллерами ScadaPack.

ScadaPack 32 состоит из платы контроллера и нижнего модуля ввода/вывода.

Плата контроллера имеет встроенный источник питания, три дискретных/счетных входа, вход прерывания, выход состояния, порт Ethernet 10-BaseT и три последовательных коммуникационных порта, два из которых являются портами RS-232, а третий устанавливается по желанию, либо RS-232, либо RS-485.

Нижний модуль ввода/вывода имеет восемь аналоговых входов, шестнадцать дискретных входов, двенадцать дискретных выходов и один последовательный коммуникационный порт. На нижнем модуле ввода/вывода могут быть установлены два дополнительных аналоговых выхода.

Общее число точек ввода/вывода контроллеров ScadaPack 32 может быть расширено путем использования модулей ввода/вывода Серии 5000. Может быть использовано до 40 модулей ввода/вывода Серии 5000 для обеспечения общего количества точек ввода/вывода до 256 дискретных входов, до 256 дискретных выходов, до 128 аналоговых входов, до 64 аналоговых выходов (когда не установлено никаких дополнительных аналоговых выходов) и до 32 счетных входов.

Последовательный коммуникационный порт RS-232 на нижнем модуле ввода/вывода поддерживает полудуплексную связь и процедуру аппаратного установления связи с использованием сигналов RTS/CTS для подключения к модемам и радиомодемам. Этот порт RS-232 работает при скорости от 1200 Бод до 115200 Бод. ScadaPack 32 имеет 8 МБ памяти SDRAM, 4 МБ flash ROM и 0.5 МБ КМОП SRAM. Память КМОП SRAM является долговременной (с питанием от батареи). В календаре часов реального времени предусмотрено время дневной работы и сигналы тревог. Аппаратный сторожевой таймер защищает от неполадок в прикладных программах. ScadaPack 32 должен включать и

выключать светодиоды состояния на всех модулях Серии 5000, подключенных к шине ввода/вывода, включая плату контроллера и нижние модули ввода/вывода [13].

3.2. Выбор датчиков

3.2.1. Датчик давления

В ходе работы АГЗУ один из основных параметров, который необходимо контролировать – это давление в системе с сепарационной емкостью. Существует огромное разнообразие датчиков, отличающихся по типу замера давления, стоимости, приспособлению к определенным условиям и т.д. Среди этого большого множества выделим три наиболее интересных в данных условиях: Метран-150, Rosemount 3051 и Yokogawa EJX510A.



Рисунок 4 – Датчики давления

На рисунке 4 представлены датчики давления, которые были выбраны для сравнительного анализа (слева направо): Метран-150, Rosemount 3051 и Yokogawa EJX510A.

Ниже приведем сравнительную таблицу выбранных датчиков.

Таблица 1 – Сравнение характеристик датчиков давления

	Метран-150	Yokogawa	Rosemount 3051
--	------------	----------	----------------

		EJX510A	
Измеряемые величины	Избыточное давление, абсолютное давление, разность давлений	Избыточное давление, абсолютное давление	Избыточное давление, абсолютное давление, разность давлений
Основная приведенная погрешность, %	До $\pm 0,075$	От $\pm 0,025$ до $\pm 0,6$	$\pm 0,065$
Давление рабочей среды, МПа	От 0 до 68	От 1 до 50	От 0 до 68
Выходной сигнал	+	+	+
Диапазон рабочих температур, °С	От минус 55 до 80	От минус 40 до 120	От минус 50 до 80
Время наработки на отказ, ч.	150 000	90 000	150 000
Цена, руб.	От 25 000	От 69 800	От 42 000

Датчик давления Метран 150 имеет низкую цену среди конкурентов, при этом он достаточно надежен. Так же он полностью удовлетворяет требованиям системы по точности и диапазону температур.

В свою очередь, датчик Yokogawa EJX510A значительно уступает в надежности, при этом имеет самую высокую цену. К тому же, датчик фирмы Yokogawa имеет большой разброс по погрешности среди конкурентов, было принято решение отказаться от данного варианта в пользу датчика давления фирмы Метран.

Датчик давления Rosemount 3051 в чем-то уступает, в чем-то незначительно превосходит, но в основном имеет схожие характеристики с аналогичным датчиком Метран, но при этом его стоимость выше, что так же сподвигло предпочесть датчик давления Метран.

Датчики давления Метран-150 предназначены для непрерывного преобразования измеряемой величины – давления избыточного, абсолютного, разности давлений – в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал на базе HART-протокола в системах автоматического управления, контроля и регулирования технологическими процессами[14].

Датчик Метран-150 состоит из преобразователя давления и электронного преобразователя. Конструкция датчика представлена на рисунке 5.

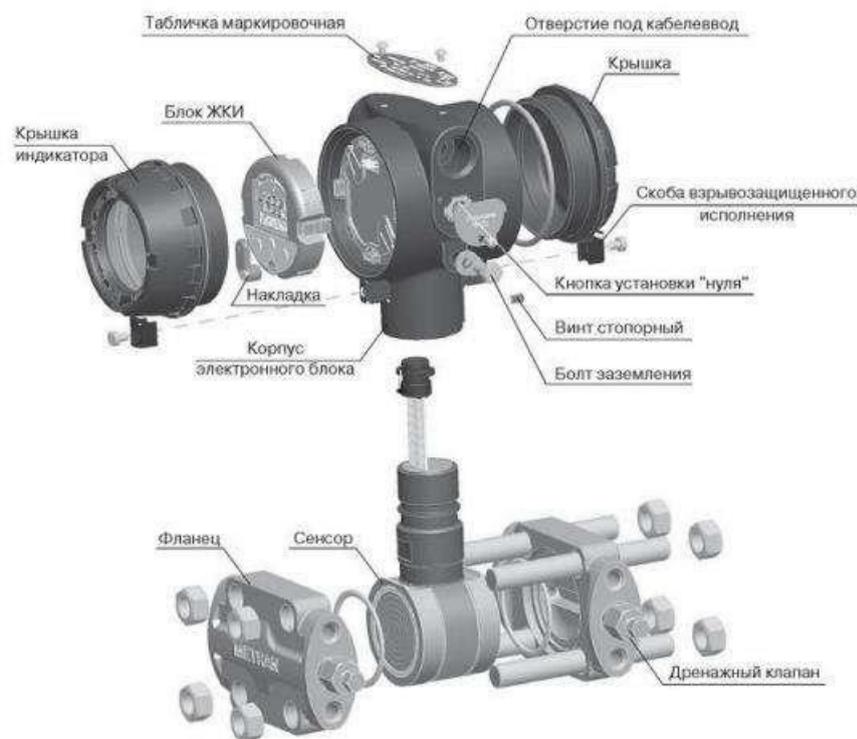


Рисунок 5 – Конструкция датчика Метран 150

Принцип работы.

Измеряемое давление передается через разделительные мембраны и разделительную жидкость к измерительной мембране, расположенной в центре емкостной ячейки.

Воздействие давления вызывает изменение положения измерительной мембраны. Изменение положения мембраны приводит к появлению разности емкостей между измерительной мембраной и пластинами конденсатора, расположенным по обеим сторонам от измерительной мембраны.

Разность емкостей измеряется АЦП, преобразуется электронным преобразователем в соответствующий выходной сигнал.

Датчики предназначены для преобразования давления рабочих сред: жидкости, пара, газа в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал на базе HART-протокола.

3.2.2. Датчик расхода нефти и газа

Для того чтобы обеспечить достаточно точный замер дебита скважины, необходимо подобрать датчик с хорошей точностью, а также с высокой надежностью.

В качестве датчика расхода жидкости и газа используется массомер MicroMotion. Кориолисовые расходомеры MicroMotion, представленный на рисунке 6, используются на трубопроводах нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий, непосредственное предназначение заключается в измерении массы жидкости (нефти, нефтепродуктов или воды) и газа на трубопроводах технологических установок.



Рисунок 6 – Кориолисовый расходомер

Кориолисовый расходомер состоит из сенсора и преобразователя (рисунок 7). Сенсор напрямую измеряет расход, плотность среды и температуру сенсорных трубок. Преобразователь конвертирует полученную с сенсора информацию в стандартные выходные сигналы.

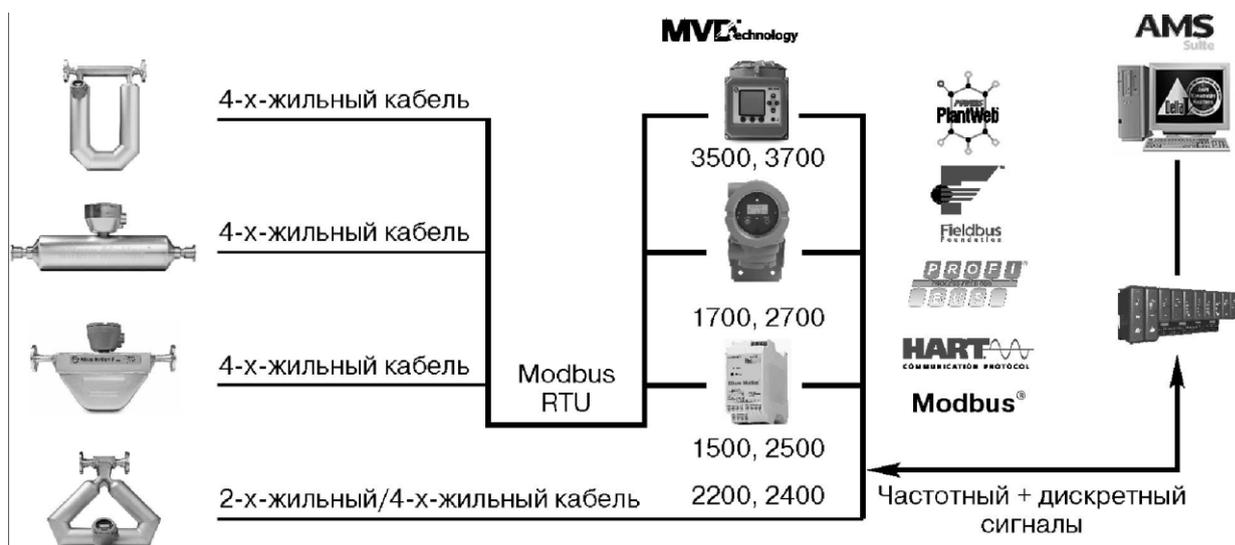


Рисунок 7 – Состав расходомера

Принцип работы.

При движении измеряемой среды через сенсор проявляется физическое явление, известное как эффект Кориолиса. Поступательное движение среды в колеблющейся сенсорной трубке приводит к возникновению кориолисового ускорения, которое, в свою очередь, приводит к появлению кориолисовой силы. Эта сила направлена против движения трубки, приданного ей задающей катушкой, т.е. когда трубка движется вверх во время половины ее собственного цикла, то для жидкости, поступающей внутрь, сила Кориолиса направлена вниз. Как только жидкость проходит изгиб трубки, направление силы меняется на противоположное. Таким образом, во входной половине трубки сила, действующая со стороны жидкости, препятствует смещению трубки, а в выходной способствует. Это приводит к изгибу трубки.

Когда во второй фазе вибрационного цикла трубка движется вниз, направление изгиба меняется на противоположное. Сила Кориолиса и, следовательно, величина изгиба сенсорной трубки прямо пропорциональны массовому расходу жидкости. Детекторы измеряют фазовый сдвиг при движении противоположных сторон сенсорной трубки. В результате изгиба сенсорных трубок на детекторах генерируются сигналы, не совпадающие по фазе, так как сигнал с входного детектора запаздывает по отношению к сигналу с выходного детектора. Разница во времени между сигналами (ΔT) измеряется в

микросекундах и прямо пропорциональна массовому расходу. Чем больше ΔT , тем больше массовый расход.

Измерение плотности.

Соотношение между массой и собственной частотой колебаний сенсорной трубки – это основной закон измерения плотности в кориолисовых расходомерах. В рабочем режиме задающая катушка питается от преобразователя, при этом сенсорные трубки колеблются с их собственной частотой. Как только масса измеряемой среды увеличивается, собственная частота колебаний трубок уменьшается; соответственно, при уменьшении массы измеряемой среды, собственная частота колебаний трубок увеличивается. Частота колебаний трубок зависит от их геометрии, материала, конструкции и массы. Масса состоит из двух частей: массы самих трубок и массы измеряемой среды в трубках. Для конкретного типоразмера сенсора масса трубок постоянна. Поскольку масса измеряемой среды в трубках равна произведению плотности среды и внутреннего объема, а объем трубок является также постоянным для конкретного типоразмера, то частота колебаний трубок может быть привязана к плотности среды и определена путем измерения периода колебаний. Частота колебаний измеряется выходным детектором в циклах в секунду (Гц). Период колебаний, как известно, обратно пропорционален частоте. Измерить время цикла легче, чем считать количество циклов, поэтому преобразователи вычисляют плотность измеряемой жидкости, используя период колебаний трубок в микросекундах. Плотность прямо пропорциональна периоду колебаний сенсорных трубок[15].

Технические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики

Условный проход, мм	15;25
Максимальный расход, кг/ч	2720
Температурный диапазон, °С	От -100 до 204
Номинальное давление, МПа	10,0

3.2.3. Датчик уровня

В данном случае остановим свой выбор на датчике давления Метран 150.

Датчики давления Метран-150 (Рисунок 8) предназначены для непрерывного преобразования измеряемой величины – давления избыточного, абсолютного, разности давлений – в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал на базе HART-протокола в системах автоматического управления, контроля и регулирования технологическими процессами.



Рисунок 8 – Датчик давления Метран - 150

Принцип работы.

Измеряемое давление передается через разделительные мембраны и разделительную жидкость к измерительной мембране, расположенной в центре емкостной ячейки.

Воздействие давления вызывает изменение положения измерительной мембраны. Изменение положения мембраны приводит к появлению разности емкостей между измерительной мембраной и пластинами конденсатора, расположенным по обеим сторонам от измерительной мембраны.

Разность емкостей измеряется АЦП, преобразуется электронным

преобразователем в соответствующий выходной сигнал.

Датчики предназначены для преобразования давления рабочих сред: жидкости, пара, газа в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал на базе HART-протокола.

Датчики разности давлений могут использоваться в устройствах, предназначенных для преобразования значения уровня жидкости, расхода жидкости, пара или газа в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал на базе HART-протокола.

Датчики предназначены для работы с вторичной регистрирующей и показывающей аппаратурой, системами управления, воспринимающими стандартный сигнал постоянного тока 0-5 мА или 4-20 мА и/или цифрового сигнала на базе HART-протокола[14].

Технические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики

Измеряемые величины	Избыточное давление, абсолютное давление, разность давлений
Основная приведенная погрешность, %	До $\pm 0,075$
Межповерочный интервал, лет	5 лет
Диапазон измерения разности давлений МПа	До 13,1789 МПа
Диапазон измерения давления, МПа	От 0 до 68
Диапазон рабочих температур, °С	От минус 55 до 80
Время наработки на отказ, ч.	150 000
Материал разделительной мембраны	Нерж. сталь 316
Самодиагностика	Стандартная
Исполнение	Взрывозащищенное
Дисплей	ЖК - индикатор
Материал корпуса	Алюминий, нерж. сталь
Выходной сигнал, мА	4-20

3.2.4. Датчик температуры

В качестве датчиков температуры были рассмотрены следующие варианты:

- Rosemount 3144P;
- Метран 274;
- ОБЕН ДТПК115;
- KOBOLD TDA.

Сравнительный анализ приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Сравнительный анализ датчиков температуры

Критерии выбора	Rosemount 3144P	Метран-274	ОБЕН ДТПК115	KOBOLD TDA
Диапазон измеряемых температур, °С	(от минус 30 до 180)	(от минус 50 до 150)	(от минус 30 до 200)	(от минус 50 до 250)
Предел допускаемой погрешности, %	0,1	0,25	0,25	0,1
Выходной сигнал, мА	(4–20) +HART	(4–20) +HART	(4–20)	(4–20)
Взрывозащищенность	Ex (ExiaCT6 X), Exd (1ExdIICT6)	Exd, Exi	ExiaCT6	-
Среднее время наработки на отказ, часов	40 000	50 000	15 000	50 000
Степень защиты от пыли и воды	IP67	IP68	IP54	-
Цена, рублей	35 000	27 000	8 000	12 000

В качестве датчика температуры был выбран Метран-274 (рисунок 9), так как датчики фирм KOBOLD и ОБЕН не подходят по степени взрывозащищенности, отсутствует протокол HART, не проходят по требованиям надежности.



Рисунок 9 – Датчик температуры Метран 274

Выбор остановился между датчиками Rosemount и Метран, однако, не смотря на более высокий класс точности, требования к надежности и высокая цена датчиков Rosemount не удовлетворяют ТЗ.

Датчик предназначен для измерения температуры нейтральных и агрессивных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионностойким. Чувствительный элемент первичного преобразователя и встроенный в головку датчика измерительный преобразователь преобразуют измеряемую температуру в унифицированный выходной сигнал постоянного тока, что дает возможность построения АСУ ТП без применения дополнительных нормирующих преобразователей.

3.2.5. Влагомер

Влагомеры сырой нефти ВСН-2 предназначены для измерения объёмной доли воды (в процентах) в нефти, нефтепродуктах и других жидкостях органического происхождения после сепарации газа при транспортировке по технологическим трубопроводам.

Влагомеры функционально состоят из первичного измерительного преобразователя (Рисунок 10), блока обработки (Рисунок 11) и соединительного кабеля, обеспечивающего их связь



Рисунок 10 – Первичный измерительный преобразователь



Рисунок 11 – Блок обработки

Влагомер ВСН-2 РАТ-ММ является диэлькометрическим влагомером. Прибор измеряет один раз в секунду полное комплексное приведённое сопротивление датчика и температуру нефтяной эмульсии. На основе этих данных по характеристике нефти, которая записана в энергонезависимую память, прибор рассчитывает мгновенную влажность нефти. Каждому сорту нефти соответствует своя характеристика. Математически нефтяная характеристика описывается табличным способом и состоит из набора реперных точек влажности.

Реперная точка влажности определяется двумя параметрами:

1. W - влажность нефтяной эмульсии.

2. **Z** - код с датчика , соответствующий данной **W**.

Реперные точки влажности записываются в нефтяную характеристику последовательно в порядке увеличения влажности эмульсии и примерно через равные интервалы влажности.

Общее количество реперных точек нефтяной характеристики для влагомера ВСН-2 РАТ-ММ технически не может быть больше 29. Реперные точки влажности должны охватывать весь диапазон влажностей нефтяных эмульсий, существующих у пользователя прибора. Для получения нефтяной характеристики используется процесс калибровки влагомера. Влагомер устанавливается на стенд, с помощью которого создаются калибровочные эмульсии.

Технические характеристики приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики

Диапазон измерений, %	От 0 до 10
Предел допускаемой абсолютной погрешности, %	$\pm 0,4$
Уровни входных сигналов, В	3 канала, 5-30

3.2.6. Газосигнализатор

Газосигнализаторы предназначены для контроля кислорода, горючих и токсичных газов в воздухе рабочей зоны. Возможно управление внешними устройствами - включение аварийной вентиляции, сирены, клапана и т.п.

Рассматривалось два газосигнализатора: ГСМ-05 и ОКА-92МТ (Рисунок 12). Газоанализатор ГСМ-05 предназначен для применения на опасных промышленных объектах в качестве устройства, обеспечивающего измерение загазованности взрывоопасных газов и их смесей.



Рисунок 12 – Газосигнализаторы

Сравним параметры предложенных газоанализаторов:

Таблица 6 – Сравнение характеристик газосигнализаторов

	ГСМ-05	ОКА-92МТ
Температура контролируемой среды, °С	от минус 60 до 50	от минус 40 до 50
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности, % НКПР (нижний концентрационный предел)	± 5,0	± 5,0
Выходной сигнал, мА	4-20	4-20
Температура окружающей среды, °С	от 0 до 50	от 5 до 50
Средняя наработка на отказ, ч.	30 000	15 000
Цена, руб.	от 40000	от 45 000

Оба газосигнализатора имеют подходящие параметры, однако выбор сделан в пользу ГСМ – 05, поскольку он имеет большую надежность. Так же

данный газоанализатор имеет меньшую стоимость по сравнению с конкурентом.

ГСМ-05 применяется для контроля концентраций паров, газов и их смесей во взрывоопасных зонах и помещениях. Однако диапазон температур контролируемой среды должен находиться в пределах от минус 60 до плюс 50 °С.

Применяемые термокаталитические датчики имеют широкий спектр детектируемых взрывоопасных газов и паров. Датчики сигнализации имеют два исполнения: с диффузионной или принудительной подачей контролируемой среды. Датчики выполнены во взрывобезопасном исполнении с маркировкой по взрывозащите 1ExdIICT4 (ПС – водород, сероуглерод)[17].

Схема подключения показана на рисунке 13.

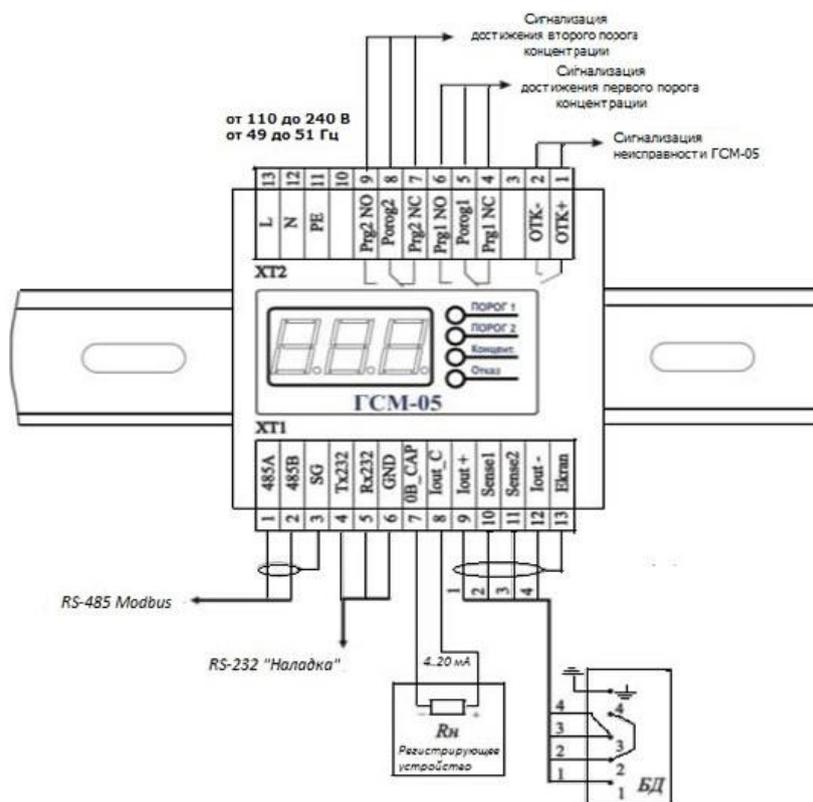


Рисунок 13 – Схема подключения ГСМ

Функции газосигнализатора ГСМ-05:

- сигнализация при достижении критической отметки концентрации какого-либо газа,
- программно существует возможность сформировать два порога

сигнализации,

– большое разнообразие средств и методов калибровки и диагностики. Интерфейсы связи: аналоговый сигнал (4-20 мА) и интерфейс RS-485 с протоколом Modbus RTU. Газоанализатор ОКА-92МТ имеет индикацию показаний:

– Релейные выходы (Для стационарных исполнений),
– Токовые выходы по запросу (0–5 мА или 4–20 мА),
– Встроенная световая и звуковая сигнализация. Особенности данного газоанализатора:

– Суммарное количество датчиков до 16 в любых сочетаниях (для стационарного исполнения);

– Комплектуется блоками реле для коммутации исполнительных устройств;

– Связь с компьютером (интерфейс RS-232) (для стационарных исполнений);

– Возможность соединения блоков датчиков с блоком индикации “звездой” и “гирляндой” (Для стационарных исполнений);

– Возможно взрывозащищенное исполнение блоков датчиков, с маркировкой взрывозащиты 1ExibIIBT6 (1 – взрывобезопасное оборудование, Ex – знак соответствия стандартам взрывозащищенности, i – искробезопасная электрическая цепь, T6 – от 85 до 100 °С);

– Возможно исполнение блоков датчиков, устойчивых к влажной и агрессивной среде;

– Особенно удобны, когда в ходе эксплуатации необходим оперативный монтаж/демонтаж блоков газоанализатора.

ГСМ-05 состоит из двух блоков – модулей с заданными функциями, из которых строится система контроля концентрации горючих газов в воздухе по заданным потребителем параметрам.

Блок детекторный предназначен для измерения теплового эффекта от окисления горючих газов на каталитически активном элементе и передачи

информации на блок сигнализатора для дальнейшего преобразования.

Блок сигнализатора осуществляет питание БД постоянным током преобразования сигналов с БД в цифровые коды, его логическую обработку в соответствии с заложенными алгоритмами и обеспечивает формирование:

- аналогового сигнала (4-20) мА, пропорционально % НКПР;
- сигналов о достижении концентраций «Порог 1», «Порог 2»;
- сигнал «Отказ» в случае обрыва или выхода из строя БД, или наличие внутренней неисправности;
- данных, о текущем уровне содержания горючих газов в воздухе в процентах НКПР, диагностики состояния основных узлов БС и передачи их по последовательному каналу в локальную вычислительную сеть.

3.2.7. Извещатель пожарный тепловой

Извещатель пожарный тепловой взрывозащищенный ИП101-07е (Рисунок 14) (тепловой максимального действия, в дальнейшем извещатель) применяется в системах пожарной сигнализации и предназначен для выдачи электрического сигнала при повышении температуры окружающей среды выше заданного значения, путем размыкания (замыкания) цепи шлейфа пожарной сигнализации и включения световой индикации на извещателе. Схема подключения показана на рисунке 15.



Рисунок 14 – Извещатель тепловой пожарный

Извещатель соответствует техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности №123-ФЗ.

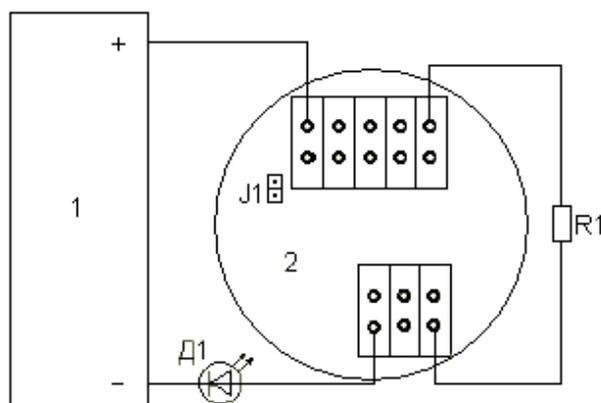


Рисунок 15 – Схема подключения извещателя

Технические характеристики приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические характеристики

Температурный класс извещателя	A1
Температура срабатывания, °С	54-65
Условно нормальная температура контролируемой среды, °С	25
Температура настройки устанавливается производителем	60
Температурный класс оборудования	T6

3.3. Исполнительные механизмы

3.3.1. Переключатель скважин многоходовой ПСМ

Для того, чтобы направить нужную скважину на замер, необходим переключатель скважин многоходовой (Рисунок 16). Он предназначен для автоматической или ручной установки скважин на замер в установках автоматизированных групповых замерных типа «Мера», «ОЗНА-Массомер», и др. Переключатель имеет взрывобезопасный уровень взрывозащиты, вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка», маркировку по взрывозащите IExdPAT3 по ГОСТ Р 51330.

Сигнал подается на гидропривод, который вращает вал ПСМ при постановке нужной скважины (ПСМ определяет нужную скважину с помощью датчика положения). Нужная скважина встает на замер через сепаратор, а все остальные скважины идут в основной коллектор.

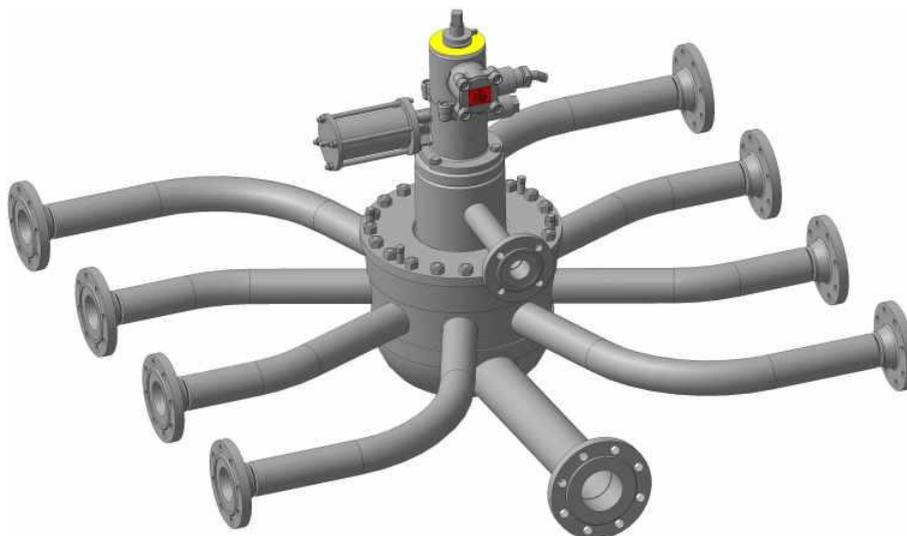


Рисунок 16 – Переключатель скважин многоходовой

Технические характеристики приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики

Рабочее давление, МПа.	4,0
Напряжение питания датчика положения, В.	24
Род тока	Постоянный
Максимальный перепад давления между замерным и общим трубопроводом, МПа	0,12
Исполнение датчика положения	взрывозащищенное
Номинальные значения климатических факторов должны соответствовать	ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543 для исполнения У категории 3.1.
Рабочая среда	Газожидкостная смесь (нефть, пластовая вода, нефтяной газ)

3.3.2. Кран шаровой с электроприводом КШ

Кран (Рисунок 17) предназначен для перекрытия потоков рабочей среды в автоматизированных измерительных установках «ОЗНА-Массомер» на объектах нефтегазодобывающей промышленности и может эксплуатироваться во взрывоопасных зонах.



Рисунок 17 – Кран шаровый

При повышении уровня в сепараторе больше установленного уровня, подается сигнал на электродвигатель шарового крана и кран открывается, жидкость начинает сливаться до нижней уставки по уровню, после чего сигнал проходит на электропривод и кран закрывается. Технические характеристики приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики

Продукция скважин	Газожидкостная смесь
Рабочее давление, МПа	4,0
Тип крана	Шаровый, проходной
Температура рабочей среды, °С	От 5 до 70
Установочное положение	Горизонтальное
Род тока	Переменный, трехфазный

Напряжение, В	380
Мощность двигателя, кВт	0,37
Скорость вращения двигателя, об/мин	1350

Кран предназначен для эксплуатации в условиях, нормированных для климатического исполнения У1 по ГОСТ 15150.

3.4. Разработка схемы внешних проводок

Схема внешних электрических проводок приведена в Приложении Г. АГЗУ включает в себя следующие первичные и внешитовые приборы:

- Датчик давления Метран 55;
- Датчик расхода нефти и газа MicroMotion;
- Датчик уровня Метран 150;
- Датчик температуры ТСМУ 274-08;
- Влагомер;
- Датчик положения ПСМ;
- Электропривод;
- Газосигнализатор;
- Извещатель пожарный тепловой.

Для передачи сигналов от перечисленных выше датчиков на щит КИПиА выбран кабель контрольный с токопроводящей медной жилой в ПВХ оболочке с ПВХ изоляцией экранированный не поддерживающий горение (КВВГ э нг 4х2.5 и 10х2.5).

Конструкция:

- токопроводящая жила – медная проволока;
- изоляция – ПВХ;
- оболочка – ПВХ;
- экран.

Кабель КВВГ применяется для прокладки в помещениях, каналах,

туннелях в условиях агрессивной среды, при отсутствии механических воздействий на кабель.

Технические и эксплуатационные характеристики кабелей КВВГ приведены в таблице 11.

Таблица 10 – Технические и эксплуатационные характеристики

Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	От минус 50 до 50
Относительная влажность воздуха (при температуре +35 °С), %	98
Минимальная температура прокладки кабеля без предварительного подогрева, °С	0
Минимально допустимый радиус изгиба при прокладке (при температуре не ниже 0°С): – с наружным диаметром до 10 мм включительно, диаметр кабеля – с наружным диаметром свыше 10 мм до 25 мм включительно, диам. кабеля	3 4
Срок службы, лет – при прокладке в земле (траншеях) и на эстакадах – при прокладке в помещениях, каналах, туннелях	15 25
Гарантийный срок эксплуатации, год	3

4. Выбор алгоритмов управления

В автоматизированных системах управления существуют разные алгоритмы управления. В соответствии с этим, существуют разные алгоритмы управления:

- алгоритмы защиты (ПАЗ, как правило, реализуются на ПЛК);
- релейные/ПИД алгоритмы для регулирования параметров технологического оборудования, например, управление положением рабочего органа, уровнем и т.д.;
- запуск либо остановка технологического оборудования (реализуются на ПЛК и в SCADA-системе);
- другие алгоритмы.

В ходе выпускной квалификационной работы был разработан алгоритм сбора данных измерений. Для его представления используется ГОСТ 19.002.

4.1. Алгоритм сбора данных измерений

Алгоритм сбора данных измерений представлен в Приложение Д. Алгоритм сбора данных измерений подробно показывает последовательность действий, происходящих в технологическом процессе в ходе работы АГЗУ.

4.2. Алгоритм автоматического регулирования

Разработанная система регулирует такие технологические параметры, как уровень жидкости в сепараторе и давление газа в сепарационной емкости. Из-за схожести принципов далее представим пример разработки и настройки одного контура управления, а именно контура регулирования уровня в сепараторе.

Разработанная САР основана на методе дросселирования потока, то есть регулирования расхода нефти в трубопроводе с помощью регулирующего органа (клапана).

Для простоты расчетов условимся, что сепаратор имеет форму идеального цилиндра. Для нахождения площади поперечного сечения примем радиус сепарационной емкости $R=0,4$ м. Площадь поперечного сечения

рассчитаем по формуле:

$$S_{п.сеч} = \pi * R^2 \quad (1)$$

Коэффициент $k_{п}$ найдем как отношение диапазона тока к диапазону хода плунжера клапана: $k_{п} = 25 / (20 - 4) = 1.5625$.

Исходные данные приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Исходные данные

$k_{п}$	F_{out}	F_{in}	$1/S_{п.сеч}, м^2$
1,5625	0,035	0,7	1,989

Модель системы, спроектированной в Simulink, представлена на рисунке

18.

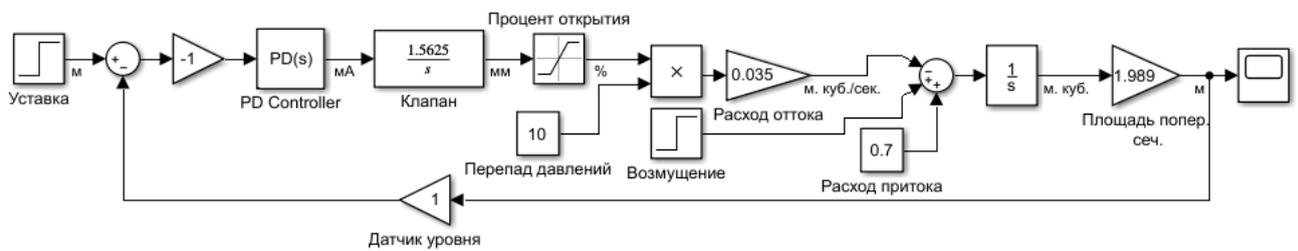


Рисунок 18 – Модель в MatLab Simulink

С помощью настройки были получены следующие коэффициенты ПИД-регулятора (Рисунок 19):

Proportional (P):	<input type="text" value="3"/>
Derivative (D):	<input type="text" value="14"/>

Рисунок 19 – Полученные коэффициенты

Полученную в ходе моделирования переходную характеристику можем увидеть на рисунке 20.

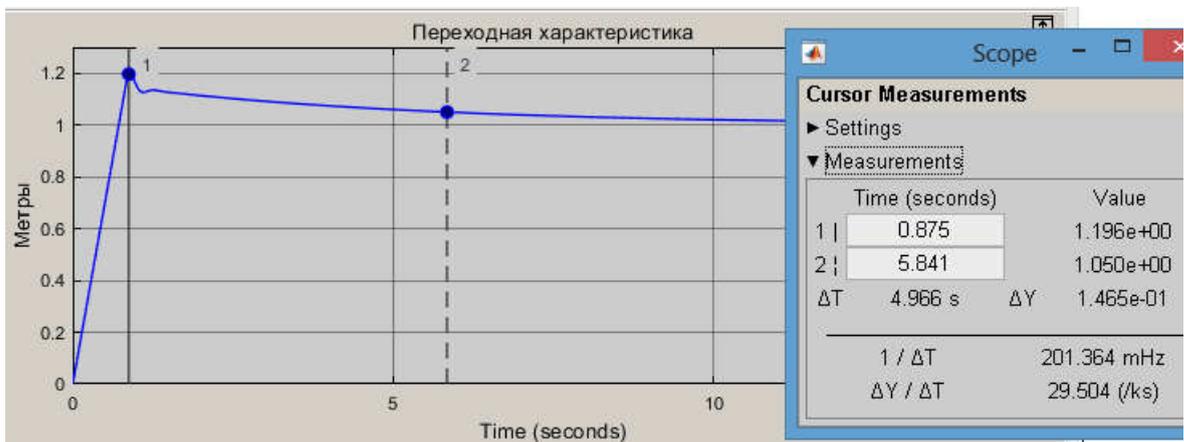


Рисунок 20 – Переходная характеристика

5.Экранные формы АС ГЗУ

Руководство оператора по эксплуатации программы «Интерфейс оператора» ИУСДН «ORION+» предназначено для лиц, осуществляющих дистанционный контроль и управление комплексом технологических объектов нефтепромысла, а также сбором, хранением, обработкой и визуализацией технологической информации в виде мнемосхем, таблиц, трендов, отчетов[18].

Система осуществляет контроль за такими объектами, как нефтяная скважина, куст нефтяных скважин, блочная кустовая насосная станция, кустовая трансформаторная подстанция, дожимная насосная станция, комплексный сборный пункт и имеет возможность подключения других объектов нефтедобычи.

Система обеспечивает автоматическое наблюдение за авариями и событиями на объектах добычи в фоновом режиме с отображением аварий на экране монитора и сопровождением световой и звуковой сигнализацией.

Система создает архив технологической информации объектов нефтедобычи. Над созданным архивом можно выстраивать дополнительный функционал: анализ архивных технологических данных, решение инженерных задач, отслеживание состояния технологического оборудования и многое другое.

На рисунке 21 представлена мнемосхема кустовой площадки.

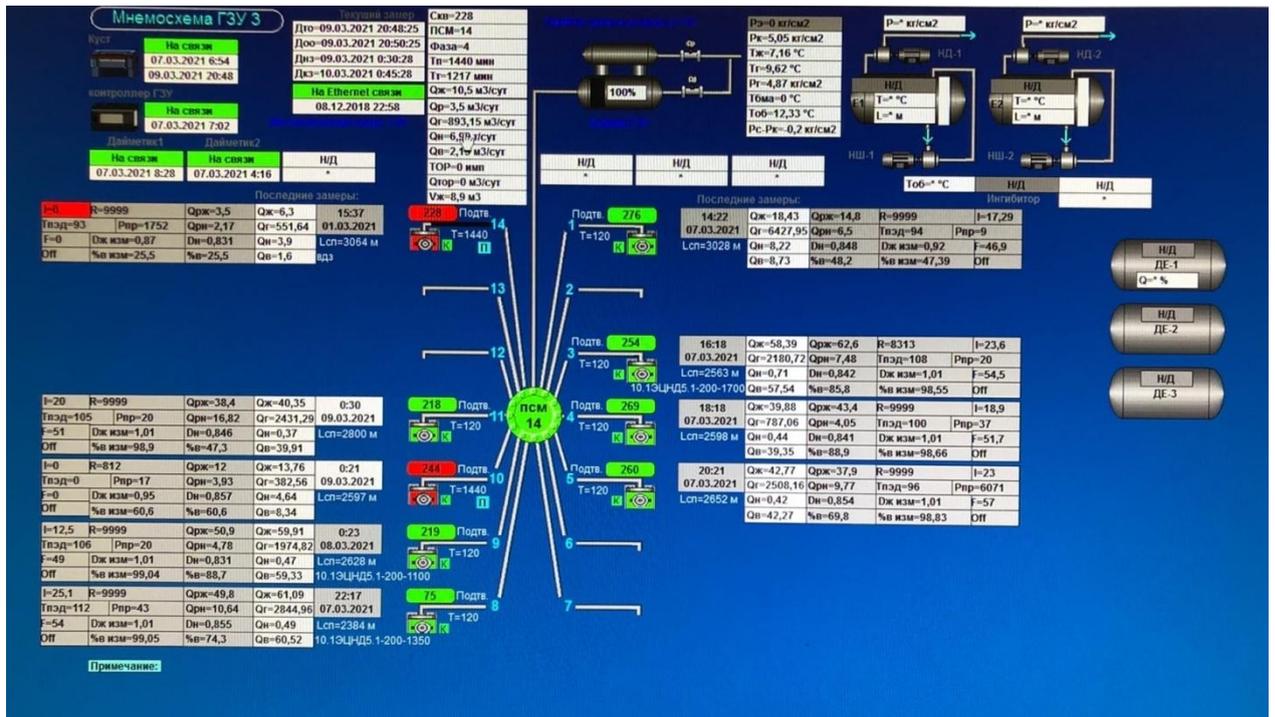


Рисунок 21 - Мнемосхема кустовой площадки

Данная мнемосхема в удобном для оператора виде позволяет отслеживать замер дебита выбранной скважины. Оператор может выбрать скважину, на которой необходимо замерить дебит. С помощью опции “Опрос” оператор может считать код ПСМ, если, например, ПСМ был переключен вручную на месте слесарем КИПиА, тогда система должна сама определить, на какой скважине сейчас находится ПСМ. Оператор может заблокировать/разблокировать гидропривод, переключить на любую из скважин, управлять вытяжкой. Видит давление общего коллектора, температуру в сепараторе, текущий замер скважины, мгновенный замер скважины.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

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

6.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

В этом разделе проведено технико-экономическое обоснование разработки проекта. Доказана экономическая эффективность данного проекта в сравнении с другими вариантами. В данной бакалаврской работе рассматривается автоматизированная система управления групповой замерной установкой нефти на месторождение. АГЗУ предназначены для определения количества жидкости, добываемой из нефтяных скважин, и контроля их работы на нефтяных месторождениях. Эксплуатационное назначение установок заключается в обеспечении контроля за технологическими режимами работ нефтяных скважин. Цель дипломной работы – повысить метрологические характеристики, а также разработать систему диспетчерского управления данной установки.

6.1.2. Анализ конкурентных технических решений

Потенциальные потребители – предприятия, осуществляющие добычу нефти. АГЗУ используются на любом предприятии, на котором производится добыча нефти, например, «Газпромнефть», «Томскнефть», «Сургутнефтегаз» и т.д. Поэтому разработка и усовершенствование данной установки являются целесообразными.

В качестве конкурентных технических решений будем рассматривать АГЗУ «Спутник» и «ОЗНА - Массомер». АГЗУ типа «Спутник» получили очень широкое распространение за счет достаточно высокой надежности, и за счет своей относительно небольшой цены. Однако, небольшая цена данной установки объясняется тем, что в установке используются старые датчики, цены на которые, по сравнению с новыми, конечно, ниже. Также, старые датчики обладают менее точными метрологическими характеристиками, и

меньшей надёжностью.

Главная особенность установок «ОЗНА - Массомер» - это то, что они предназначены для непрерывного измерения количества жидкости одновременно во всех подключенных скважинах. Однако, это отражается на стоимости установки, её долговечности и стоимости её обслуживания.

Решение, предложенное в данной работе, обладает высокими метрологическими характеристиками (обусловлено выбором современных датчиков), высокой надёжностью, простотой эксплуатации.

Проведем анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения с помощью оценочной карты.

Под критерием надёжности понимается безотказность, долговечность и ремонтпригодность. Под безотказностью понимается вероятность безотказной работы, то есть вероятность того, что в пределах заданного периода функционирования, отказа не будет. Под долговечностью понимается долгий срок эксплуатации без отказов. Ремонтпригодность – свойство объекта техники, характеризующее его приспособленность к восстановлению работоспособного состояния после отказа или повреждения.

Простота эксплуатации является важным показателем при сравнении различных схем группового регулирования. Применение индивидуальных регуляторов в системах первичного и вторичного регулирования требует достаточно квалифицированной наладки и дальнейшей их эксплуатации.

Удобство эксплуатации – свойство системы, при наличии которого конкретный пользователь может эксплуатировать систему в определённых условиях для достижения установленных целей с необходимой результативностью, эффективностью и удовлетворённостью.

Таблица 12 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	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	0,3	4,5	4	4	1,35	1,2	1,2
Простота эксплуатации	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
Удобство эксплуатации	0,1	4	4	5	0,4	0,4	0,5
Итого	0,45				2	1,8	1,9

Б_ф – разработанная система; Б_{к1} – система «Спутник»; Б_{к2} – система «ОЗНА - Массомер».

Анализ конкурентных технических решений рассчитаем по формуле:

$$K = \sum V_i * B_i \quad (2)$$

Где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Анализируя оценочную карту, можно сделать вывод, что разработанная система выигрывает у конкурентов по техническим критериям.

6.2. Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Группа участников состоит из инженера и научного руководителя. Для выполнения научного исследования сформирован ряд работ, назначены должности исполнителя для каждого этапа работы (таблица 13).

Таблица 13 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№ Раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
1.	Выбор темы научного исследования	Инженер
2.	Разработка ТЗ	Инженер Руководитель
3.	Разработка стратегии и алгоритма выполнения работы	Инженер Руководитель
4.	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
5.	Анализ отобранного материала	Инженер Руководитель
6.	Описание технологического процесса	Инженер
7.	Разработка технической документации	Инженер
8.	Подбор оборудования системы	Инженер
9.	Разработка алгоритмов управления системы	Инженер
10.	Написание раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Инженер
11.	Написание раздела «Социальная ответственность»	Инженер
12.	Проверка работы с руководителем	Инженер Руководитель
13.	Составление пояснительной записки	Инженер
14.	Подготовка презентации дипломного проекта	Инженер

6.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Для определения трудоемкости работ будем использовать такие показатели как ожидаемое значение трудоемкости, продолжительность каждой работы, продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях, коэффициент календарности.

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$ применяется следующая формула:

$$t_{ож} = \frac{3*t_{min}+2*t_{max}}{5} \quad (3)$$

где t_{min} – минимальная трудоемкость i -ой работы, чел/дн.; t_{max} – максимальная трудоемкость i -ой работы, чел/дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями (формула 4).

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} \quad (4)$$

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

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

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

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни (формула 5).

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{кал} \quad (5)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

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

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал}-T_{вых}-T_{пр}} \quad (6)$$

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

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

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

Коэффициент календарности: $K_{кал} = 365 / (365 - 118) = 1,48$.

Расчеты по трудоемкости выполнения работ приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Временные показатели проведения научного исследования

Название Работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожид}$, чел-дни			Инженер	Преподаватель	
	Инженер	Преподаватель	Инженер	Преподаватель	Инженер	Преподаватель	Инженер			Преподаватель
Выбор темы научного исследования	6	0	11	0	8	0	8	0	11,84	0
Разработка ТЗ	10	2	15	4	12	2,8	12	2,8	17,76	4,1
Разработка стратегии и плана выполнения работы	7	3	11	5	8,6	3,8	8,6	3,8	12,7	5,6
Подбор и изучение материалов по теме	10	0	18	0	13,2	0	13,2	0	19,5	0
Анализ отобранного материала	3	3	4	4	3,4	3,4	3,4	3,4	5	5
Описание технологического процесса	1	0	3	0	1,8	0	1,8	0	2,7	0
Разработка технической документации	4	0	11	0	6,8	0	6,8	0	10	0
Подбор оборудования системы	3	0	7	0	4,6	0	4,6	0	6,8	0

Разработка алгоритмов управления системы	3	0	7	0	4,6	0	4,6	0	6,8	0
Написание раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	3	0	4	0	3,4	0	3,4	0	5	0
Написание раздела «Социальная ответственность»	2	0	3	0	2,4	0	2,4	0	3,6	0
Проверка работы с руководителем	3	3	5	5	3,8	3,8	3,8	3,8	5,6	5,6
Составление пояснительной записки	1	0	3	0	1,8	0	1,8	0	2,7	0
Подготовка презентации дипломного проекта	1	0	3	0	1,8	0	1,8	0	2,7	0
Итого	57	11	105	18	76,2	13,8	76,2	13,8	112,7	20,3

6.2.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Бюджет научно-технического исследования должен быть основан на достоверном отображении всех видов расходов, связанных выполнением проекта. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).

6.2.3.1. Расчет материальных затрат НТИ

Для вычисления материальных затрат воспользуемся следующей формулой:

$$Z_M = (1 + k_T) * \sum_{i=1}^m C_i * N_{рас\ xi} \quad (7)$$

где m – количество видов материальных ресурсов;

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

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов;

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Для разработки данного научного проекта необходимы следующие материальные ресурсы: ноутбук, канцелярские товары, печатная бумага, принтер (таблица 15).

Таблица 15 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена (руб.)
Ноутбук	Шт.	1	37000
Канцелярские товары	Шт.	1	300
Печатная бумага	Пачка	1	200
Принтер	шт.	1	3000
Итого (руб.)			40500

6.2.3.2. Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату (формула 8):

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (8)$$

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} \quad (9)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

при отпуске в 56 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 16).

Таблица 16 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	66	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	56	24
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	223

Месячный должностной оклад работника (формула 10):

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} * k_{\text{р}} \quad (10)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

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

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	35111	1,3	45644	1953,5	13,8	26958,3
Инженер	22695	1,3	29503	1481,8	76,2	112913,2

Обоснование размера оклада у научного рук. и инженера.

Средний оклад на 2021 год, научного руководителя, доцента, кандидата технических наук составляет 35111 тысяч рублей.

Средний оклад на 2021 год, инженера составляет 22695 тысяч рублей.

6.2.3.3. Дополнительная заработная плата

Дополнительная заработная плата включает заработную плату за не отработанное рабочее время, но гарантированную действующим законодательством.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}} \quad (11)$$

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

$k_{\text{доп}}$ равен 0,12. Результаты по расчетам дополнительной заработной платы сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Затраты на дополнительную заработную плату

Исполнители	Основная зарплата (руб.)	Коэффициент дополнительной заработной платы ($k_{\text{доп}}$)	Дополнительная зарплата (руб.)
Руководитель	26958,3	0,12	3235
Инженер	112913,2	0,12	13550
Итого:			16785

6.2.3.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad (12)$$

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

На 2017 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2017 году пониженная ставка – 27,1%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	26958,3	3235
Инженер	112913,2	13550
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого		
Руководитель	9058	
Инженер	37939	

6.2.3.5. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Расчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Руководитель	Инженер
1. Материальные затраты НИИ	0	40500
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	26958,3	112913,2
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	3235	13550
4. Отчисления во внебюджетные фонды	9058	37939
Бюджет затрат НИИ	39251,3	164402,2

6.3. Определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности исследования

Интегральный финансовый показатель разработки находится по формуле:

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (13)$$

где $I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.}i}$ – финансовый интегральный показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Φ_{max} зависит от сложности проектируемой системы. На сложность проекта влияет большая совокупность факторов, поэтому точно оценить величину Φ_{max} невозможно. Примем, что стоимость выполнения проекта модернизации АГЗУ в компании “ОЗНА сервис”, равняется 3 261 840,06 руб., в компании “ТехМонтаж” 2 987 906,89 руб., у инженера с руководителем на 20-30% дешевле, т.е. 2 091 534,83 руб.

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.инженер}} = \frac{2\,091\,534,83}{3\,261\,840,06} = 0,64 \quad (14)$$

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.ОЗНА сервис}} = \frac{3\,261\,840,06}{3\,261\,840,06} = 1 \quad (15)$$

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.Тех.монтаж}} = \frac{2\,987\,906,89}{3\,261\,840,06} = 0,92 \quad (16)$$

Таблица 21 – Оценочная карта для сравнения эффективности

Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Инженер	ОЗНА сервис	Тех.Монтаж
Критерии				
Способствует росту производительности труда	0,3	4	5	4
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям)	0,3	5	5	4

потребителей)				
Помехоустойчивость	0,05	4	5	4
Энергосбережение	0,05	4	4	3
Надежность	0,15	4	4	4
Материалоемкость	0,15	4	5	5
Итого	1			

В результате расчётов получились следующие показатели:

Инженер = 4,3; ОЗНА Сервис = 4,75; Тех.Монтаж = 4,1.

Теперь определим интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки $I_{исп.i}$:

$$I_{инженер} = \frac{4,3}{0,64} = 6,72 \quad (17)$$

$$I_{ОЗНА Сервис} = \frac{4,75}{1} = 4,75 \quad (18)$$

$$I_{Тех.Монтаж} = \frac{4,1}{0,92} = 4,46 \quad (19)$$

А также рассчитаем сравнительную эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср1} = \frac{6,72}{6,72} = 1 \quad (20)$$

$$\mathcal{E}_{ср2} = \frac{4,75}{6,72} = 0,7 \quad (21)$$

$$\mathcal{E}_{ср3} = \frac{4,46}{6,72} = 0,66 \quad (22)$$

Таблица 22 – Сводная таблица показателей

Показатель	Инженер	ОЗНА сервис	ТехМонтаж
Интегральный финансовый показатель разработки	0,64	1	0,92
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,3	4,75	4,1
Интегральный показатель эффективности	6,72	4,75	4,46
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,71	0,66

Исходя, из полученных результатов можно сделать вывод, что разработанный проект выделяется по таким показателям как: эффективность и финансовый показатель. По ресурсоэффективности данный проект не сильно отстает от лидера по этому показателю.

Финансовые ресурсы, затраченные на данное исследование, составляют 203653,5 рублей. Срок окупаемости проекта должен быть небольшим. К тому же, огромное значение для большинства предприятий имеют стоимость обслуживания, и надежность системы, в разработанном проекте, по предварительным данным, оба параметра находятся на высоком уровне, что должно заинтересовать предприятия. Проект находится на стадии доработки технической документации и моделирования отдельных узлов системы, за которым последует моделирование системы в целом.

7. Социальная ответственность

Среди социальных вопросов на производстве особое место занимают работа по охране труда, окружающей среды и в чрезвычайных ситуациях.

Охрана труда – система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Главной задачей охраны труда, является создание условий для безопасной трудовой деятельности человека, т.е. создание таких условий труда, которые исключают воздействия вредных факторов производства на рабочих.

В данном разделе выпускной квалификационной работы представлены и рассмотрены основные факторы, оказывающие влияние на работников предприятия, такие как производственная и экологическая безопасность. Также разработан комплекс мероприятий, снижающий негативное воздействие проектируемой деятельности на работников и окружающую среду.

7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.1.1. Специальные

Согласно ТК РФ, N 197 - ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в

соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;

- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте;

- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

7.1.2. Требования к рабочему месту

Рабочее место должно обеспечивать возможность удобного выполнения работ в положении сидя или стоя или в положениях и сидя, и стоя. При выборе положения работающего необходимо учитывать:

- физическую тяжесть работ;

- размеры рабочей зоны и необходимость передвижения в ней работающего в процессе выполнения работ;

- технологические особенности процесса выполнения работ.

Рабочее место при выполнении работ в положении сидя должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78, в положении стоя – ГОСТ 12.2.033-78 [19,20].

При взаимном расположении элементов рабочего места необходимо учитывать:

- рабочую позу человека-оператора;
- пространство для размещения человека-оператора;
- возможность обзора элементов рабочего места;
- возможность обзора пространства за пределами рабочего места;
- возможность ведения записей, размещения документации и материалов, используемых человеком-оператором.

Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать возможность осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования. При этом должны учитываться ограничения, налагаемые спецодеждой и снаряжением человека-оператора.

7.1.3. Требования к размещению органов управления

При размещении органов управления необходимо выполнять следующие эргономические требования:

- органы управления должны располагаться в зоне досягаемости моторного поля;
- наиболее важные и часто используемые органы управления должны быть расположены в зоне легкой досягаемости моторного поля;
- расположение функционально идентичных органов управления должно быть единообразным на всех панелях рабочего места;
- расположение органов управления должно обеспечивать равномерность нагрузки обеих рук и ног человека-оператора.

7.1.4. Требования к размещению средств отображения информации

Средства отображения информации необходимо группировать и располагать группы относительно друг друга в соответствии с последовательностью их использования или с функциональными связями элементов систем, которые они представляют. При этом средства отображения информации необходимо размещать в пределах групп так, чтобы последовательность их использования осуществлялась слева направо или

сверху вниз.

Лицевые поверхности индикаторов следует располагать в оптимальной зоне информационного поля в плоскости, перпендикулярной нормальной линии взора оператора, находящегося в рабочей позе. Допускаемое отклонение от этой плоскости - не более 45° ; допускаемый угол отклонения линии взора от нормальной не более 25° для стрелочных индикаторов и 30° для индикаторов с плоским изображением.

7.1.5. Общие эргономические требования к креслу человека-оператора

Кресло должно обеспечивать человеку-оператору соответствующую характеру и условиям труда физиологически рациональную рабочую позу.

Кресло должно создавать условия для поддержания корпуса человека в физиологически рациональном положении с сохранением естественных изгибов позвоночника.

Конструкция кресла не должна затруднять рабочих движений.

Кресло оператора должно включать следующие основные элементы: сиденье, спинку и подлокотники.

В конструкции кресла должны регулироваться высота поверхности сиденья и угол наклона спинки. При необходимости должны регулироваться также следующие параметры: высота спинки, высота подлокотников, угол наклона подлокотников, высота подголовника, высота подставки для ног, угол наклона подставки для ног.

Регулировка параметров должна осуществляться без применения дополнительного инструмента. В случае необходимости регулировки параметров кресла в ходе трудового процесса она должна осуществляться без изменения рабочего положения человека-оператора.

Подвижность кресла относительно пола или другой поверхности, на которой оно установлено, может не ограничиваться. В случае необходимости обеспечения строго определенного положения человека-оператора по отношению к средствам отображения информации и органам управления, а

также в случае, если трудовая деятельность человека-оператора сопряжена с силовыми и резкими движениями, кресло должно быть фиксировано. При этом, в зависимости от характера трудовой деятельности оператора, должна быть обеспечена возможность изменения положения кресла или сиденья в горизонтальной плоскости с фиксацией его в нужном положении.

Конструктивные и отделочные материалы кресла должны быть прочными, огнестойкими, нетоксичными, обеспечивающими в необходимых случаях возможность эксплуатации в различных климатических условиях.

7.2. Производственная безопасность

7.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов

7.2.1.1. Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания

При технологическом процессе АГЗУ основным возможным источником загрязнения воздушной среды в зоне дыхания является загазованность.

Повышенная загазованность воздуха является опасным производственным фактором для здоровья человека. Степень поражения организма при наличии такого производственного фактора, как загрязненность и загазованность воздуха зависит от типа и концентрации вредных веществ.

Средства коллективной защиты от повышенной загазованности:

- механизация и автоматизация производственных процессов, дистанционное управление ими, что позволяет вывести работающего из опасной зоны, устранить тяжелый ручной труд;
- хорошая герметизация оборудования, трубопроводов, своевременное и качественное обслуживание и ремонт оборудования;
- устройство правильно организованной рациональной вентиляции и кондиционирования воздуха с целью его очистки.

При недостаточной эффективности коллективных средств защиты применяют средства индивидуальной защиты (СИЗ): респираторы противогазного типа, противогазы со специальными нейтрализующими газ насадками.

7.2.1.2. Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ними

Так как при работе АГЗУ поддерживается давление 10 МПа, то при разгерметизации струи жидкости под таким давлением являются колющими или ударяющими в случае воздействия на человека.

Так как такое давление поддерживается только в трубопроводах, то для обеспечения безопасности:

- наибольшую часть трубопроводов устанавливают в траншеях глубиной 1 – 1,5 м с использованием теплоизоляции;
- устанавливают системы автоматизации, сигнализирующие об утечках, потерях давления и разгерметизации;
- устанавливают ограждения и предупреждающие таблички «Высокое давление»;

Обслуживающий персонал должен работать в СИЗ – защитный шлем, очки, спец. одежда и обувь.

7.2.1.3. Факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека

В процессе работы АГЗУ перекачивается нефть с температурой до 80-90 °С. При прямом воздействии на кожные покровы человек может вызвать термические ожоги.

I степень характеризуется повреждением самого поверхностного слоя кожи (эпидермиса), состоящего из эпителиальных клеток. При этом появляется покраснение кожи, небольшая припухлость, сопровождающаяся болезненностью.

II степень отличается образованием пузырей с желтоватой жидкостью на фоне покраснения кожи. Пузыри могут образовываться сразу после ожога или спустя некоторое время. Если пузыри лопаются, то обнажается ярко-красная эрозия.

III степень ожогов характеризуется большей глубиной поражения с омертвением тканей (некроз) и образованием ожогового струпа. Струп представляет собой сухую корку от светло-коричневого до почти черного цвета; при ошпаривании же струп бывает мягким, влажным, белесовато-серого цвета.

IV степень ожогов сопровождается обугливанием кожи и поражением глубже лежащих тканей – подкожной жировой клетчатки, мышц и костей.

Для уменьшения влияния воздействий этого фактора сепараторы, отстойники и трубопроводы имеют теплоизоляцию, прочная герметизация.

7.2.1.4. Электробезопасность

Различные электрические установки, к которым относятся персональные компьютеры и измерительная аппаратура, несут для человека высокую потенциальную опасность электропоражения. Во время использования или при проведении профилактических работ возможно поражение током, при соприкосновении с нетоковедущими частями, оказавшимся под напряжением (в случае нарушения изоляции токоведущих частей ПК), либо при прикосновении с полом, стенами, оказавшимися под напряжением. Также имеется опасность короткого замыкания в высоковольтных блоках ПК (блоке питания и блоке дисплейной развертки) [22].

В зависимости от условий в помещении опасность поражения человека электрическим током увеличивается или уменьшается. Согласно классификации помещений по электробезопасности выпускная квалификационная работа проводилась в помещении без повышенной опасности, характеризующемся наличием следующих условий:

- напряжение питающей сети 220 В, 50 Гц;
- относительная влажность воздуха 50 %;
- средняя температура около 24 °С;
- наличие непроводящего полового покрытия.

7.2.1.5. Недостаточная освещённость рабочей зоны

По санитарно-гигиенических нормам рабочее место должно иметь естественное и искусственное освещение. При работе должен быть отчетливо виден процесс деятельности, без напряжения зрения и прямого попадания лучей источника света в глаза.

Отсутствие хорошего освещения может привести к профессиональным заболеваниям, а также ухудшению концентрации работников. Работа инженера-программиста в основном проводится за дисплеем персонального компьютера, что вынуждает его работать с контрастным фоном, в случае недостаточной освещённости рабочего места.

Рабочая зона или рабочее место оператора АСУ освещается таким образом, чтобы можно было отчетливо видеть процесс работы, не напрягая зрения, а также исключается прямое попадание лучей источника света в глаза.

7.2.1.6. Отклонение показателей микроклимата

Одним из важных параметров рабочей зоны является окружающая среда. Температура, давление и влажность влияют на условия электробезопасности. Кроме того, состояние микроклимата в помещении, используемом для разработки, оказывает существенное влияние на качество работы и производительность труда, а также на здоровье работников [21].

Влияние микроклимата на самочувствие человека значимо и существенно, а переносимость температуры во многом зависит от скорости движения и влажности окружающего воздуха – чем выше показатель относительной влажности, тем быстрее наступает перегрев организма.

Длительное воздействие высокой температуры при повышенной влажности может привести к гипертермии, или накоплению теплоты и перегреву организма, а пониженные показатели температуры, особенно при повышенной влажности воздуха, могут быть причиной гипотермии, или переохлаждения.

Показатели микроклимата разделяются на допустимые значения и оптимальные значения микроклимата. При допустимых значениях работник

может ощущать небольшой дискомфорт и понижение работоспособности, при этом ухудшение состояния здоровья возникать не будет. При оптимальных значениях наблюдается высокий уровень работоспособности и обеспечивается нормальное состояние организма работника.

Для поддержания требуемых параметров микроклимата в рабочей зоне применяют механизацию и автоматизацию технологических процессов, защиту от источников теплового излучения, устройство систем вентиляции, кондиционирования воздуха и отопления.

7.3. Экологическая безопасность

7.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

В процессе эксплуатации автоматизированной групповой замерной установки, а именно перекачки нефти и газа, появляются источники негативного химического воздействия на окружающую среду. По влиянию и длительности воздействия данные источники загрязнения относятся к прямым и постоянно действующим. Предельно допустимые выбросы в атмосферу определяются «Методика по нормированию и определению выбросов вредных веществ в атмосферу». Испарение нефти и нефтепродуктов с поверхностей происходит достаточно легко при любой температуре. При этом выделяются низкомолекулярные углеводороды с примесями, например, алканы и циклоалканы. Алканы сравнительно малоядовиты и поддаются биологическому разложению, в отличие от циклоалканов, которые плохо поддаются биологическому разложению.

Загрязнение нефтью влияет на весь комплекс морфологических, физических, физико-химических, биологических свойств почвы, определяющих ее плодородные и экологические функции. Изменение свойств почвы при загрязнении нефтью, а так же процессы ее миграции, аккумуляции и метаболизма зависят от физико-химического состава и количества пролитой нефти, почвенно-климатических и ландшафтных условий, типа почвы, наличия тех или иных биохимических барьеров, каналов миграции и диффузии в

почвенном профиле

Общее воздействие нефтепродуктов на морскую среду можно разделить на 5 категорий: непосредственное отравление с летальным исходом, серьезные нарушения физиологической активности, эффект прямого обволакивания живого организма нефтепродуктами, болезненные изменения, вызванные внедрением углеводородов в организм, а также изменения в биологических особенностях среды обитания. Каждая из категорий непосредственно влияет на изменение экосистемы

7.3.2. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду

При добыче нефти на поверхность вместе с ней извлекается большое количество пластовой высокоминерализованной воды.

Извлеченную на поверхность пластовую воду отделяют путем отстоя от нефти и закачивают снова в пласт через нагнетательные или специально пробуренные поглощающие скважины. Нефтяной газ, содержащий H₂S и CO₂, идет на сжигание на факел или на собственные нужды, то есть в печь.

7.3.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

На предприятии проводятся мероприятия по уменьшению удельных показателей выбросов, в частности установка фильтров на дыхательные клапаны резервуаров, сепараторов, отстойниках.

В целях защиты атмосферного воздуха от загрязнения, сброс газа с ППК предусматривается через дренажную емкость на факел для сжигания.

С целью охраны водоемов от попадания загрязненных стоков, все промышленные стоки направляются по системе трубопроводов на очистные сооружения с последующей подачей их в систему поддержки пластового давления.

По охране окружающей среды проведены мероприятия:

- Максимальная герметизация производственного процесса;
- Сокращено прямоточное водоснабжение за счет использования аппаратов воздушного охлаждения для продуктов стабилизации нефти;

- Направление не сконденсировавшихся газов стабилизации в систему газосбора или в дренажные емкости;
- Осадки, после зачистки резервуаров и грунт с нефтепродуктами вывозятся в места, согласованные с санитарной инспекцией, для нейтрализации и дальнейшего закапывания;
- Замазученная ветошь, тряпки собираются и сжигаются за территорией установки, в местах, согласованных с пожарным надзором

Так же в стране функционирует Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС), положение о которой утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации, в соответствии с которым, система объединяет органы управления, силы и средства.

7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.4.1. Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые может инициировать объект исследований

Основными вероятными ЧС, при разработке и эксплуатации АГЗУ являются пожар и взрыв.

Возникновение пожара в помещении, где установлено дорогостоящее оборудование, приводит к большим материальным потерям и возникновению чрезвычайной ситуации. Возникновение чрезвычайной ситуации может привести к частичной потере информации, связанной с большими трудностями восстановления всей информации в полном объеме, либо к необратимой утрате важной информации.

Согласно нормам технологического проектирования ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы.

Основные причины возникновения возгораний:

- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования, эксплуатация его в неисправном состоянии;

- перегрузка электрических сетей;
- применение неисправных электроприборов, электропроводки и устройств, дающих искрение, замыкание и т. п.;
- курение в неустановленных местах.

В связи с тем, что установка групповой замерной установки, является взрывоопасной, то необходимо рассмотреть взрывобезопасность. Взрывоопасными являются сепараторы, отстойники и трубопроводы, перекачивающие газ, места соединений с исполнительными механизмами. В первую очередь необходимо распределительный шкаф автоматики вынести за блок бокс АГЗУ.

7.4.2. Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований

При вводе в эксплуатацию АГЗУ все также вероятными ЧС остаются пожар и взрыв. При этом также необходимо учесть, возможные ЧС аварий связанных с выбросом химических веществ или высокой степени загазованности.

Еще одним вероятным ЧС может быть авария на электроэнергетических установках с долговременным перерывом электроснабжения всех потребителей.

7.4.3. Обоснование мероприятий по предотвращению чрезвычайных ситуаций и разработка порядка действий в случае возникновения чрезвычайной ситуации

Пожарную безопасность в соответствие с ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. можно обеспечить мерами пожарной профилактики, а также активной пожарной защиты. Пожарная профилактика включает в себя комплекс мероприятий, направленных на предупреждение пожара или уменьшение его последствий [23].

Для исключения возникновения пожара необходимо:

- вовремя выявлять и устранять неисправности;
- не использовать открытые обогревательные приборы, приборы

кустарного производства в помещении лаборатории;

– определить порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначить ответственного за их проведения.

При возникновении пожара необходимо отключить сеть питания, вызвать пожарную команду, произвести эвакуацию и приступить к ликвидации пожара первичными средствами пожаротушения.

Для тушения пожаров в помещении необходимо установить углекислотный огнетушитель типа ОУ-5.

Для предотвращения образования взрывоопасной среды и обеспечение в воздухе производственных помещений содержания взрывоопасных веществ применялось герметичное производственное оборудование, вмонтированы системы рабочей и аварийной вентиляции, установлен отвод, удаление взрывоопасной среды и веществ, способных привести к ее образованию в соответствии с ГОСТ 12.1.010-76 – Взрывобезопасность. Общие требования [24].

Установлены дополнительно датчики загазованности, для контроля состава воздушной среды.

Для предотвращения высокого уровня загазованности при вводе в эксплуатацию объекта, необходимо отключить активные трубопроводы и использовать байпасные для активной работы, основные узлы подключить при перекрытых трубопроводах. Установить датчики загазованности и сигнализацию. В случае возникновения ЧС покинуть площадку согласно плану эвакуации, надеть СИЗ – респираторы, противогазы. Отключить источники тока, включить в ручном или автоматическом режиме принудительную вентиляцию.

7.5. Вывод

В разделе о социальной ответственности выпускной квалификационной работы были рассмотрены воздействия опасных и вредных факторов при работе в АГЗУ. Подробно рассмотрели ЧС – пожаробезопасность и взрывобезопасность. Описаны потенциальные источники возгорания и взрыва, а также меры безопасности.

Автоматизированная система обеспечивает более безопасный и надежный режим работы. У сотрудников предприятий, обслуживающих данную установку отсутствует необходимость постоянного пребывания в периметре автоматизированной групповой замерной установки благодаря дистанционной передачи показаний с датчиков на экран оператора. Тем самым снижается вероятность воздействия чрезвычайной ситуации на работника.

Заключение

Результатом выполнения выпускной квалификационной работы стала автоматизированная система управления групповой замерной установкой нефти на месторождении. В ходе работы была разработана функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-13, ГОСТ 21.408-13. Разработанная функциональная схема автоматизации позволила определить состав и количество оборудования, необходимого для исполнения данной установки. Был выбран программируемый логический контроллер ScadaPack32, позволяющий осуществлять сбор информации, ее обработку и хранение. Спроектированная система внешних проводок позволяет определить порядок передачи сигналов с полевых устройств к щиту КИПиА.

Выбраны датчики, осуществляющие сбор данных на установке. Выбран датчик давления, расхода жидкости и газа, датчик температуры, датчик уровня, газосигнализатор, пожарный извещатель, влагомер. Представлены экранные формы АС ГЗУ, предназначенные для управления технологическим процессом. Разработан алгоритм сбора данных измерений.

Список используемых источников литературы

1. ПАО НК «РуссНефть» : официальный сайт. – Москва, 2005 – 2017. – URL: https://russneft.ru/production/?id_company=19 (дата обращения: 12.05.2021). Текст: электронный.
2. Автоматизация технологических процессов: сайт. – URL: <https://smekni.com/a/192651/avtomatizatsiya-tekhnologicheskikh-protssessov/> (дата обращения: 15.05.2021). Текст: электронный.
3. СН 512-78 Инструкция по проектированию зданий и помещений для электронно-вычислительных машин: дата введения 1979-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005817> (дата обращения: 1.06.2021). – Текст : электронный.
4. ГОСТ 21552-84 Средства вычислительной техники. Общие технические требования, приемка, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение: дата введения 1986-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005717> (дата обращения: 1.06.2021). – Текст : электронный.
5. ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое Обеспечение измерительных систем. Основные положения: дата введения 2003-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200030725> (дата обращения: 1.06.2021). – Текст : электронный.
6. ГОСТ Р 8.615-2005 Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования: дата введения 2009-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200066682> (дата обращения: 1.06.2021). – Текст : электронный.
7. ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин: дата введения 2003-09-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200031406> (дата обращения: 1.06.2021). – Текст : электронный.
8. ГОСТ 24.104-85 Автоматизированная система управления. Общие

требования: дата введения 1987-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200008639> (дата обращения: 1.06.2021). – Текст : электронный.

9. Временные методические указания по разработке технического задания на создание автоматизированных систем управления технологическими процессами: сайт. – URL: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293836/4293836559.htm> (дата обращения 12.05.2021). Текст: электронный.

10. ГОСТ Р МЭК 61131-3-2016 Контроллеры программируемые. Языки программирования: дата введения 2017-04-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200135008> (дата обращения: 1.06.2021). – Текст : электронный.

11. ГОСТ 21.408-2013 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов: дата введения 2014-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200108005> (дата обращения: 1.06.2021). – Текст : электронный.

12. ГОСТ 21.208-2013 Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах: дата введения 2014-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200108003> (дата обращения: 1.06.2021). – Текст : электронный.

13. ScadaPack32. Программируемый логический контроллер. Руководство по эксплуатации. ПЛК Системы, 2002г.

14. Датчик давления Метран – 150. Руководство по эксплуатации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.logika-consortium.ru/wp-content/uploads/2016/07/Rukovodstvo-po-ekspluatatsii-1.pdf>, свободный.

15. Датчик расхода нефти и газа. Руководство по эксплуатации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.emerson.com/documents/automation/.pdf>, свободный.

16. Датчик температуры Метран 274. Руководство по эксплуатации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<https://www.emerson.ru/documents/automation/.pdf> , свободный.

17. Газосигнализатор ГСМ-05. Руководство эксплуатации.[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazoanalizators.ru/tech/gsm-05-re.pdf> , свободный.

18. Информационная – управляющая система добыча нефти «ORION+». Интерфейс оператора. Г. Нижневартовск, 2020.

19. ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования: дата введения 1979-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003913> (дата обращения 2.06.2021). – Текст: электронный.

20. ГОСТ 12.2.033-78. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования: дата введения 1979-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005187> (дата обращения 2.06.2021). – Текст: электронный.

21. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: дата введения 1996-10-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения 2.06.2021). – Текст: электронный

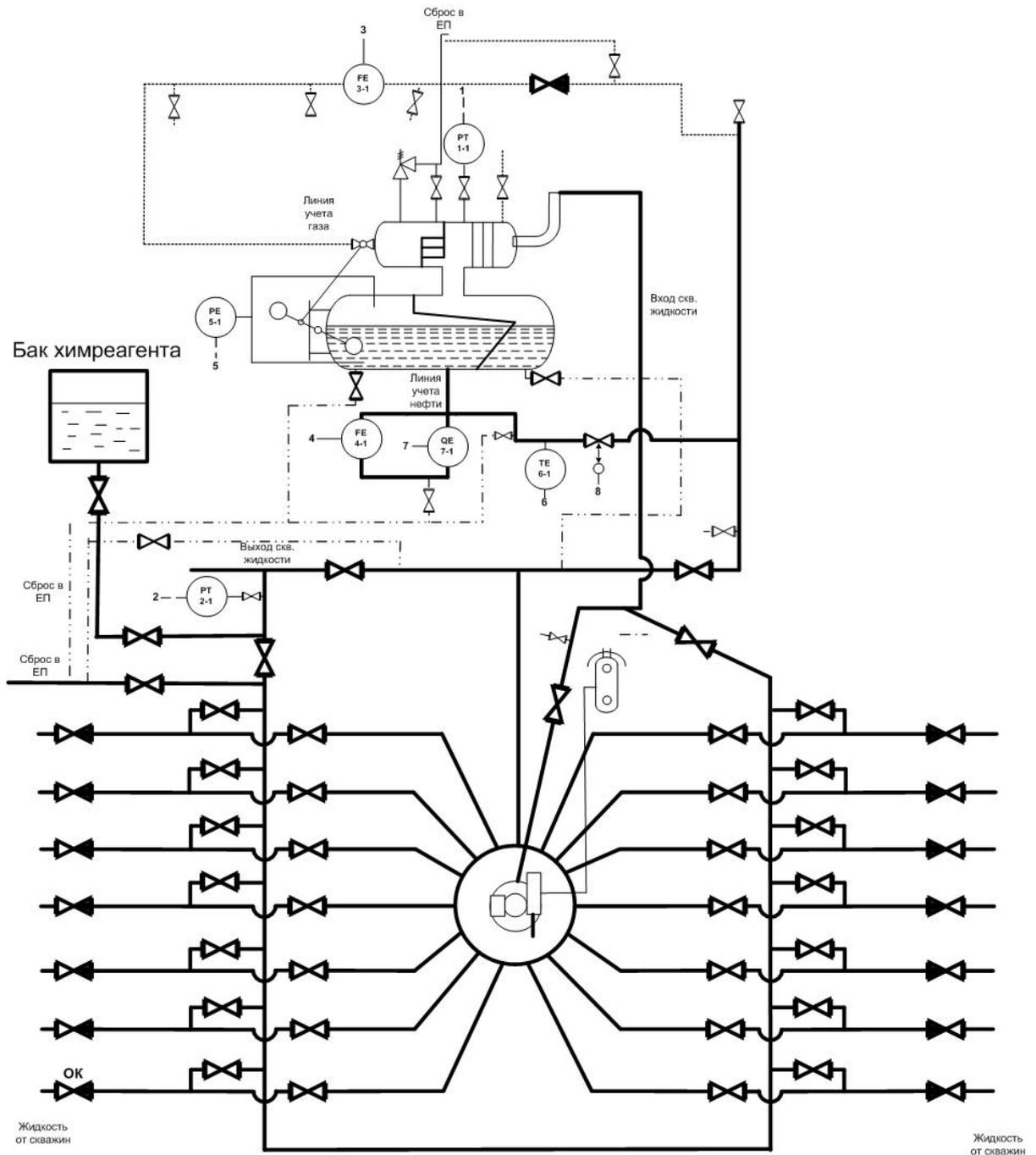
22. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов: дата введения 1983-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения 2.06.2021). – Текст: электронный.

23. ГОСТ 12.1.004–91. Пожарная безопасность. Общие требования: дата введения 1992-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения 2.06.2021). – Текст: электронный.

24. ГОСТ 12.1.010-76. Взрывобезопасность. Общие требования: дата введения 1978-01 -01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200270> (дата обращения 2.06.2021). – Текст: электронный

Приложение А (обязательное)

Функциональная схема

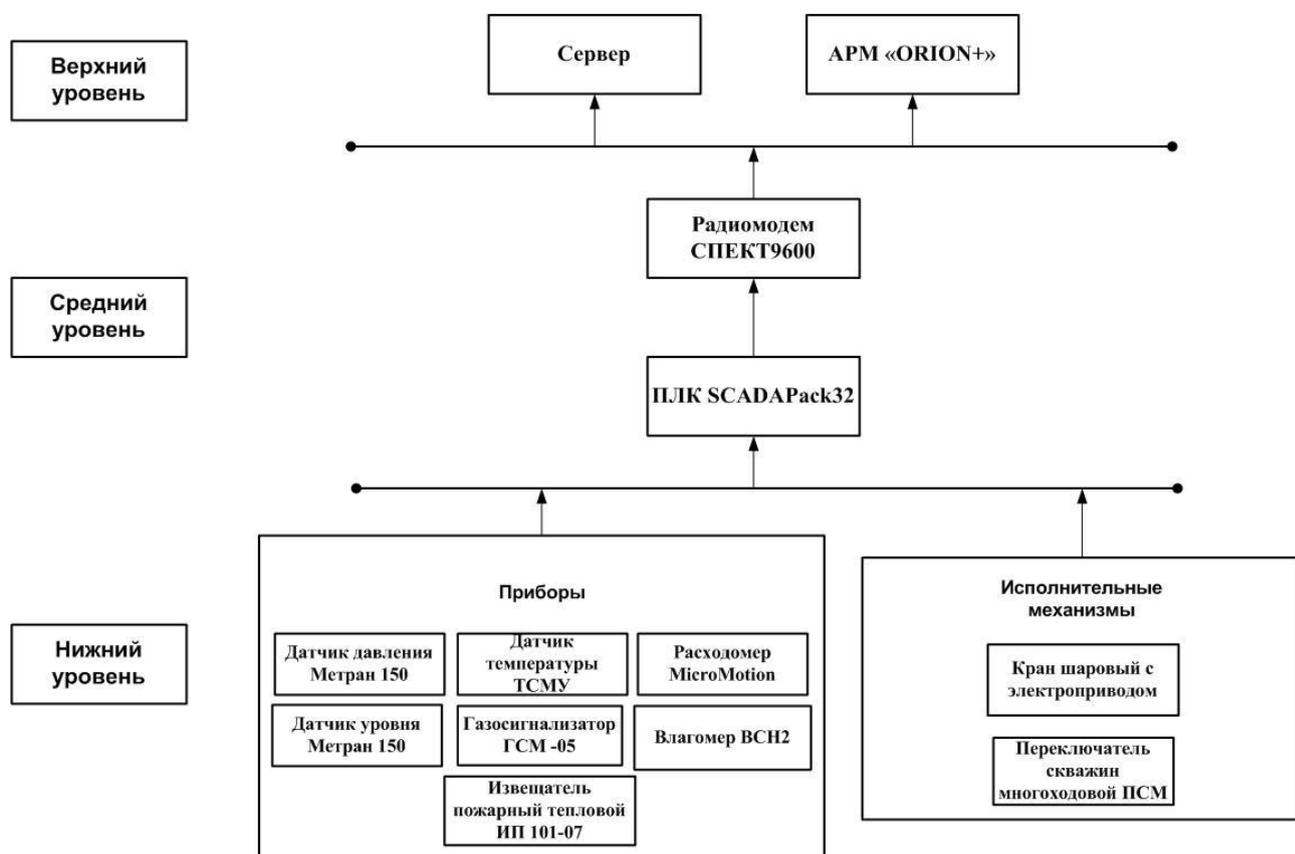


		1	2	3	4	5	6	7	8
		(МПа)	(МПа)	(гПа)	(гПа)	(МПа)	(°C)	(%)	Опрыск/аварийный
БА	Приборы местные	PGT 1-2	PGT 2-2			PDGT 5-2	TT 6-2		
	Щит управления			FT 3-2	FT 3-2			QT 7-2	
	Контроллер								
	Сигнализация								
	Управление								
	Контроль								
	Регистрация								

Приложение Б

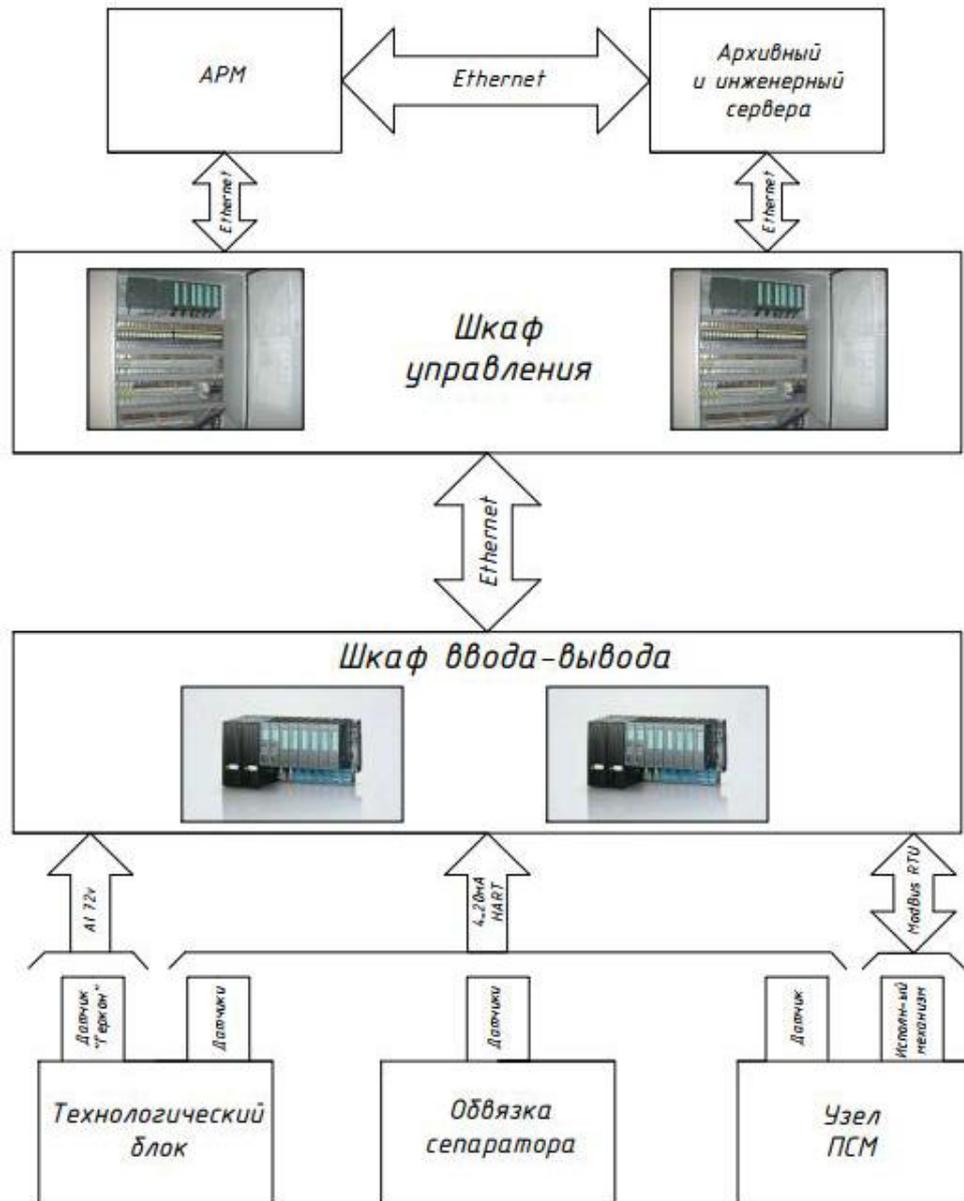
(обязательное)

Трехуровневая структура АС



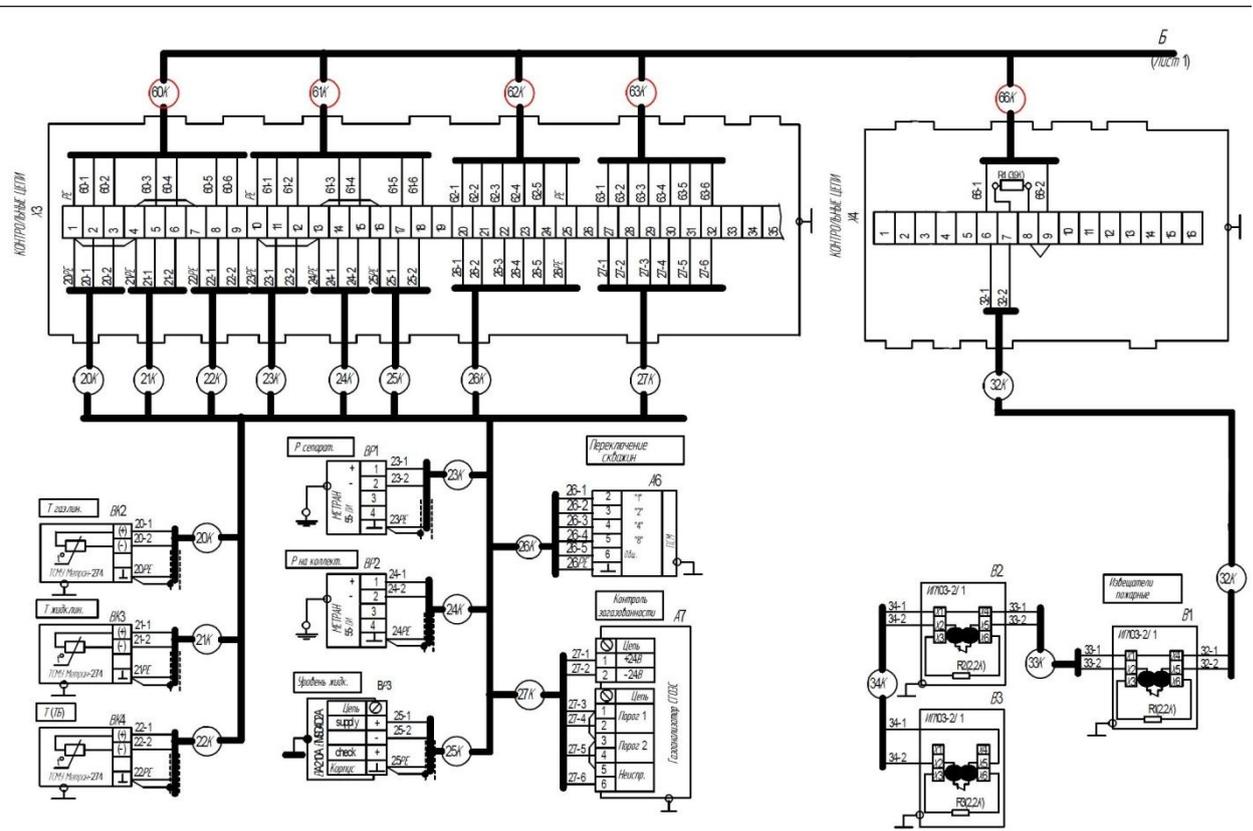
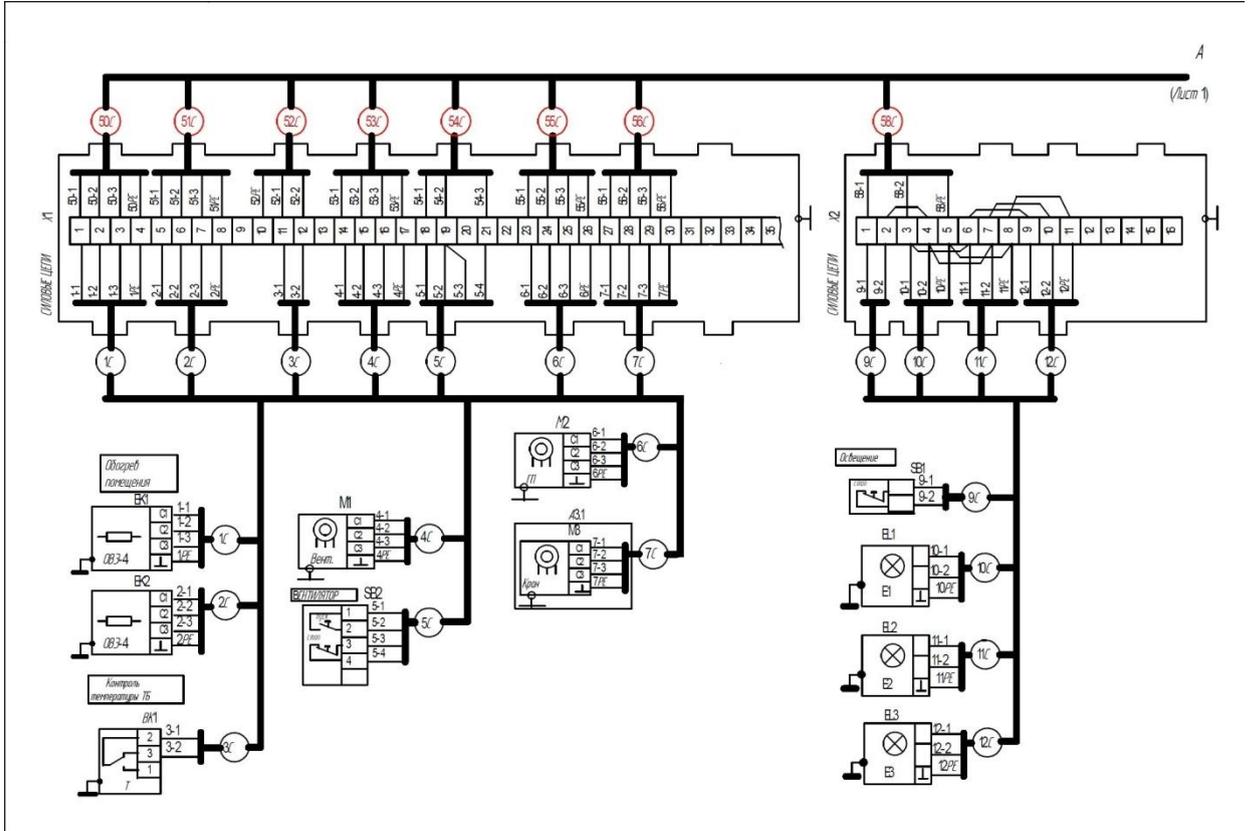
Приложение В (обязательное)

Схема информационных потоков

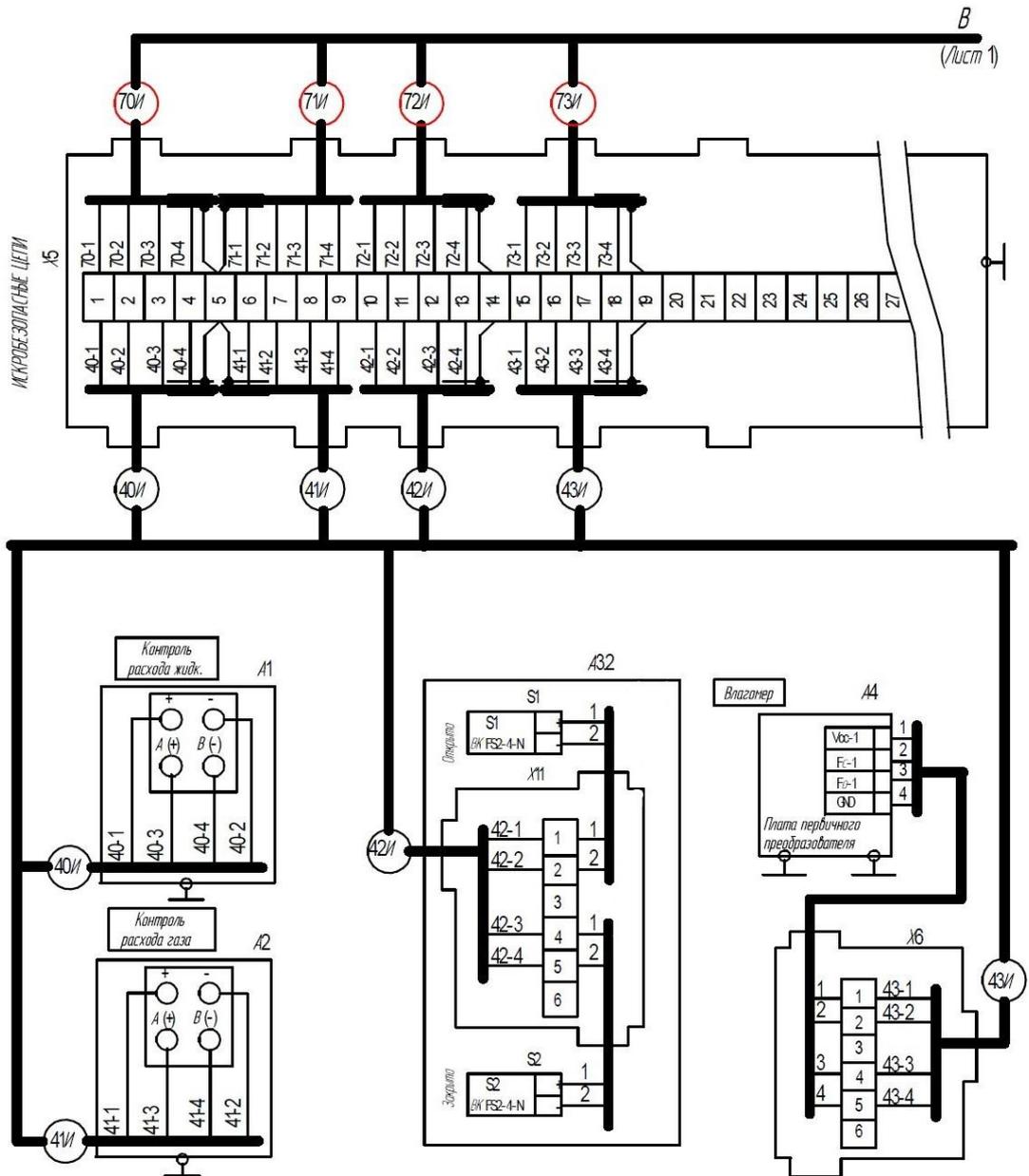


Приложение Г (обязательное)

Схема внешних проводов



Приложение Г (продолжение)



Приложение Д
(обязательное)

Алгоритм сбора данных

