

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 блоком измерения параметров качества и количества нефти на лабораторной установке "СИКН"

УДК 004.896:681.518.3:665.61

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
158Т82	Лю Яфан		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Брусник О.В	К.П.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Былкова Т.В.	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева И. И.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Е.И	К.Т.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
	Универсальные компетенции
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах.
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен проявлять предприимчивость в практической деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
УК(У)-10	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-11	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
	Общепрофессиональные компетенции
ОПК(У)-1	Способен использовать основные закономерности, действующие в процессе изготовления продукции требуемого качества, заданного количества при наименьших затратах общественного труда
ОПК(У)-2	Способен решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности
ОПК(У)-3	Способен использовать современные информационные технологии, технику, прикладные программные средства при решении задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-4	Способен участвовать в разработке обобщенных вариантов решения проблем, связанных с автоматизацией производств, выборе на основе анализа вариантов оптимального прогнозирования последствий решения

Код компетенции	Наименование компетенции
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,

Код компетенции	Наименование компетенции
	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

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

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

 (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
158Т82	Лю Яфан

Тема работы:

Автоматизированная система управления блоком измерения параметров качества и количества нефти на лабораторной установке "СИКН"	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	Приказ № 45-49/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.22
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является автоматизированная система управления блоком измерения параметров качества и количества нефти СИКН. Режим работы непрерывный. Установка измерения количества и качества нефти осуществляет перекачивание заданного объема нефти в трубопровод.
---------------------------------	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Описание технологического процесса; Разработка структурной схемы автоматизированной системы; Разработка функциональной схемы автоматизации; Разработка схемы информационных потоков автоматизированной системы; Выбор средств реализации автоматизированной системы; Разработка схемы соединения внешних проводок; Разработка алгоритмов управления автоматизированной системы; Моделирование работы системы управления. Разработка программы запуска и останова системы</p>
--	---

<p>Перечень графического материала</p>	<p>Структурная схема; Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208–2013; Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA-S 5.1–2009; Схема информационных потоков; Схема соединения внешних проводок; Алгоритм пуска системы; Алгоритм останова системы.</p>
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>10.02.2022</p>
--	--------------------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Брусник О.В	к.п.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
158Т82	Лю Яфан		

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

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Уровень образования – Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники
 Период выполнения – Весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	12.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.05.2022 г.	Основная часть ВКР	60
30.05.2022 г.	Раздел «Социальная ответственность»	20
30.05.2022 г.	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Брусник О.В	к.п.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 158Т82		ФИО Лю Яфан	
Школа	Инженерная школа информационных технологий и робототехники	Отделение (НОЦ)	Отделение автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Тема ВКР:

Автоматизированная система управления блоком измерения параметров качества и количества нефти на лабораторной установке "СИКН"	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	<p>Объект исследования является система управления блоком измерения параметров качества и количества нефти СИКН</p> <p>Область применения нефтеперерабатывающая отрасль промышленности.</p> <p>Рабочая зона: лаборатория</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: пункт сдачи нефти (ПСН) «Лугинецкое».</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</p> <p>Проведен анализ методов повышения эксплуатационных свойств реального объекта СИКН №584;</p> <p>На основе полученных результатов разработаны рекомендации по автоматизации системы управления блоком измерения параметров качеством и количеством нефти для лабораторной установки «СИКН»;</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ Р 51858-2002 "Нефть. Общие технические условия"; – МИ 2825-2003 "Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию"; – МИ 2693-2001 "Порядок проведения коммерческого учета нефти на нефтеперерабатывающих предприятиях".
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Воздействие электрического тока 2. Короткое замыкание 3. Статическое электричество

	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень локальной вибрации; 2. Повышенный уровень шума; 3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; 4. Монотонность труда, вызывающая монотонию; 5. Длительное сосредоточенное наблюдение. 6. Микроклимат 7. Работа с вредными веществами <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: тепловая изоляция трубопроводов, беруши, наушники, настройки регулировки, экран шумоизоляции.</p>
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения	<p>Воздействие на селитебную зону: отсутствует.</p> <p>Воздействие на литосферу: в виде отходов, возникших при поломке персонального компьютера, люминесцентных ламп и других электроприборов. Также стоит учесть отходы макулатуры.</p> <p>Воздействие на гидросферу: продукты жизнедеятельности персонала.</p> <p>Воздействие на атмосферу: отсутствует.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения	<p>Возможные ЧС:</p> <p>Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.);</p> <p>Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.);</p> <p>Техногенные аварии (возникновение пожара в следствие короткого замыкания.)</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
158Т82	Лю Яфан		

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

Студенту:

Группа	ФИО
158Т82	Лю Яфан

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> 3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> 	<p>Бюджет – 188586 руб. Материальные затраты – 480 руб. Амортизационные отчисления – 3300 руб. Затраты на заработную плату – 125549 руб. Прочие расходы – 560 руб. Тариф на электроэнергию – 2,45 кВт/ч Налог во внебюджетные фонды 30,2% Районный коэффициент – 1,3 Накладные расходы – 16%</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> 2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i> 3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i> 	<p>Оценка потенциальных потребителей исследования, анализ конкурентных решений, SWOT - анализ.</p> <p>Планирование этапов работ, определение трудоемкости и построение календарного графика.</p> <p>Планирование бюджета проекта.</p> <p>Оценка эффективности исследования. Интегральный показатель эффективности – 4,25 Сравнительная эффективность проекта – 1,115</p>

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей):</i>
<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i> 2. <i>Матрица SWOT</i> 3. <i>Альтернативы проведения НИ</i> 4. <i>График проведения и бюджет НИ</i> 5. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
158Т82	Лю Яфан		

Реферат

Дипломная работа состоит из графики, страниц, таблиц, приложений и используемых ресурсов.

Ключевые слова: СИКН, система измерения количества и качества нефти, автоматизированная система управления, блок измерения параметров качества нефти.

Объектом исследования является блок измерения параметров качества и количества нефти СИКН.

Цель работы – Разработка технического решения по автоматизации системы управления блоком измерения параметров качества и количества нефти на лабораторной установке «СИКН».

В ходе исследования были проведены следующие работы: Анализ методов повышения ходовых свойств СИКН №584 и расчет СИКН №584. Экономическое обоснование выбора.

На основе полученных результатов разработаны рекомендации по автоматизации системы управления блоком измерения параметров качеством и количеством нефти для лабораторной установки «СИКН».

Содержание

Реферат.....	11
Содержание.....	12
1 Определения, сокращения, обозначения	12
2 Введение.....	14
3 Задание на проектирование автоматизированной системы управления блоком измерения параметров качества и количества нефти	14
3.1 Создание системных целей.....	14
4 Сложные аппаратные и технические средства.....	15
4.1 Шкаф ШВА.....	15
4.1.1 Состав шкафа ШВА представлен в таблице 3.	16
4.2 Шкаф ШАЗС.....	18
4.2.1 Состав ШАЗС представлен в таблице 4.	19
5 Разработка системы автоматической пожарной сигнализации.....	24
6 Разработка адаптивной системы контроля уровня загазованности.....	25
7 Выбор программного обеспечения.....	26
7.1 Структура программного обеспечения.....	26
8 СИКН – основная схема расчета транспорта нефти по мезодинамическим измерениям.....	27
8.1 Состав и основные параметры СИКН №584.....	27
Заключение.....	34
Список литературы.....	50

1 Определения, сокращения, обозначения

Таблица 1 – Определения, сокращения, обозначения

Автоматизированная система (АС)	совокупность персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, которая реализует информационную технологию выполнения установленных функций
Интерфейс	совокупность аппаратных и программных средств, необходимых для взаимодействия с программой, устройством, функцией и т.д.
Протокол	Набор формальных соглашений, регулирующих формат и относительную синхронизацию обмена сообщениями между двумя системами связи.
ТЗ (Техническое задание)	Технический документ, определяющий цели, набор требований и ключевые исходные данные, необходимые для этапа разработки проектируемой системы.
Технологический процесс (ТП)	Последовательные технически связанные действия, необходимые для выполнения определенного типа работы.
SCADA	Программный комплекс для создания ПО и сбора информации в режиме реального времени для АСУ ТП
Объект управления	Система, на которую направлено управляющее воздействие от ПЛК
Тег	Дескриптор, включающий данные для группировки, поиска и описания внутренней структуры.

КИПиА	контрольно-измерительные приборы и автоматика
ПО	программное обеспечение
ИМ	исполнительный механизм
ФСА	функциональная схема автоматизации
БД	база данных
СИКН	система измерения качества и количества нефти

2 Введение

С помощью автоматизации производства технологические процессы переводят на автоматическое управление без непосредственного участия обслуживающего персонала.

Целью выпускной квалификационной работы является перепроектирование автоматизированной системы управления блоком измерения параметров качества и количества нефти в лабораторной установке «СИКН»

3 Задание на проектирование автоматизированной системы управления блоком измерения параметров качества и количества нефти

3.1 Назначение и цели создания системы

Автоматизированная система управления насосным агрегатом предназначена для регулирования расхода нефти в трубопроводе.

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

- удешевление установки измерения системы;
- учет нефти и нефтепродуктов в автоматическом режиме;
- контроль технологических параметров нефти;
- уменьшение трудовых ресурсов и влияния человеческого фактора;
- обеспечение эффективного управления ТП (технологическим процессом) посредством предоставления информации оперативному персоналу в достаточном объеме

4 Комплекс аппаратно-технических средств

В соответствии с заданием на проектирование предусмотрен контроль следующих параметров:

- местный контроль избыточного давления;
- дистанционный контроль избыточного давления;
- дистанционный контроль перепада давления;
- местный контроль температуры нефти;
- дистанционный контроль температуры нефти;
- дистанционный контроль температуры помещения БИК;
- сигнализация затопления БИК;
- дистанционный контроль загазованности;
- местное световое оповещение;
- местное светозвуковое оповещение.

4.1 Шкаф ШВА

В состав шкафа ШВА входят:

- Шкаф Rittal серии TS8 в сборе;
- ИВК МикроТЭК с функцией горячего резервирования;
- Система бесперебойного электропитания обеспечивает время бесперебойной работы измерительной аппаратуры не менее 3 часов.;
- Вторичное оборудование БИК.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- 1) обработку сигналов, поступающих от первичных измерительных приборов и ВА БИК, перечень сигналов приведён в приложении В:
 - плотномера с функцией измерения вязкости и температуры;
 - расходомера;
 - влагомера.

2) вычисление плотности нефти, приведенной к температуре 15 °С и 20 °С (при ручном вводе текущего значения избыточного давления в БИК), массовой доли воды в нефти (при ручном вводе плотности воды в рабочих условиях);

3) вычисление и формирование отчётов за два часа, 12 часов, одни сутки, месяц следующих средневзвешенных значений параметров:

– плотности в рабочих условиях, плотности, приведенной к 15 °С и 20 °С (при ручном вводе текущего значения избыточного давления в БИК);

– температуры нефти;

– объёмной доли воды в нефти, массовой доли воды (при ручном вводе плотности воды в рабочих условиях);

– вязкости нефти.

4) передачу информации в ПЛК по интерфейсу RS-485, протокол Modbus RTU;

5) привилегированный доступ при помощи паролей по уровням управления и работы с программой;

6) защиту системной информации от несанкционированного доступа;

7) постоянную работу основного и резервного вычислителей. Автоматическое переключение при неисправностях с основного вычислителя на резервный. Двухчасовые отчёты хранятся 32 суток, суточные отчёты – 32 суток, сменные отчёты – 32 суток, месячные отчёты – 13 месяцев. Формулы вычисления плотности при 15 °С и 20 °С, массовой доли воды приведены в приложении Г.

4.1.1 Состав шкафа ШВА представлен в таблице 2.

Таблица 2 – состав шкафа ШВА

№ п/п	Наименование оборудования	Артикул	Производитель	Кол-во, шт.
Шкаф Rittal серии TS8 в составе:				

1	Шкаф напольного исполнения, одностороннего обслуживания, (ШхГхВ, мм) 800х600х1800м	8886.500	Rittal	1
2	Профиль для ввода кабеля	8802.080	Rittal	1
3	Кабельная шина	4192.000	Rittal	1
4	Зажим для кабельной шины	2351.000	Rittal	1
5	Карман для документации АЗ	2513.000	Rittal	1
6	Регулятор температуры	3110.000	Rittal	1
7	Фильтрующий вентилятор	3238.100	Rittal	1
8	Выходной вентилятор	3238.100	Rittal	1
9	Фильтрующая прокладка	3322.700	Rittal	5
10	Лампа	4138.140	Rittal	1
11	Концевик двери	4127.000	Rittal	1
12	Приборная полка с перфорацией	7828.680	Rittal	6
13	Монтажное шасси для приборной полки Rittal	8612.060	Rittal	6
14	Электротехническое оборудование (клеммы, автоматические выключатели, провода, и проч.)	-	-	1 комп лект
Система бесперебойного питания в составе:				
1	Источник бесперебойного питания GXT3-2000RT230 Liebert GXT3 2000 VA (1800W)230VRack/TowerUPS	GXT3-2000RT230	Emerson Process Management	1
2	Внешний батарейный модуль Liebert GXT3 UPS EXTERNAL BATTERY CABINET 48 V	GXT3-48VBATT	Emerson Process Management	3
3	Распределительная байпасная панель Liebert 2UPOD 2200VA	MP2-210K	Emerson Process Management	1
ИБК МикроТЭК в составе:				
1	Блок задания параметров БЗП-09		ООО НПП «ТЭК»	2
2	Блок гальванической развязки С15-03		ООО НПП «ТЭК»	1
3	Блок аналогового ввода С9-03		ООО НПП «ТЭК»	2
4	Блок аналогового ввода С7-03		ООО НПП «ТЭК»	1
5	Источник питания ИП-15-01 1,5А		ООО НПП «ТЭК»	1
6	Источник питания БП-24/3 3А		ООО НПП «ТЭК»	1
Вторичное оборудование БИК в составе:				
1	Вторичный прибор влагомера УДВН-1пм		ООО НПП «Годсиб»	1

2	Управляемый Ethernet-коммутатор 8-портовый	RS20-08-02-S2-S2-S-D-A-P	Hirschmann	1
---	--	--------------------------	------------	---

4.2 Шкаф ШАЗС

В состав шкафа ШАЗС входят:

– Шкаф Rittal серии TS8 в сборе;

ПЛК SIMATIC S7-300 с функцией горячего резервирования;

ПЛК обеспечивает выполнение следующих функций:

1) обработку сигналов, поступающих от первичных измерительных приборов и ВА БИК (перечень сигналов приведён в приложении В):

– сигнализатора уровня для дренажа с пола блок-бокса;

– датчика давления в трубопроводе в колодце отбора проб, датчика давления на входе БИК;

– датчика давления после насоса Н;

– датчика перепада давления на фильтре Ф;

– датчика перепада давления на насосе Н;

– датчика температуры в помещении БИК;

– концевого выключателя двери БИК;

– силовых сборок схем управления из существующего ЩСУ.

2) управление и контроль состояния кранами шаровыми запорными;

3) выдачу управляющих сигналов в силовые сборки схем управления существующего ЩСУ для управления системами жизнеобеспечения (освещение, отопление, вентиляция, насосы);

4) отключение насоса Н по достижению верхнего предельного значения давления нефти перед этим насосом;

5) управление обогревателями для поддержания температуры в помещении БИК от 15 до 25 °С;

7) обмен данными с ИВК по интерфейсу RS-485, протокол Modbus RTU;

8) обмен данными с панелью оператора по сети Ethernet;

- 9) управление автоматическим пробоотборником;
- 10) задание уставки (число оборотов двигателя) для частотного преобразователя в существующем ЦСУ;
- 11) передачу информации в систему телемеханики по интерфейсу RS-485, протокол Modbus RTU согласно перечню, приведённому в приложении Д.

4.2.1 Состав ШАЗС представлен в таблице 3.

Таблица 3 – состав шкафа ШАЗС

№п/п	Наименование оборудования	Артикул	Производитель	Кол-во, шт.
Шкаф Rittal серии TS8 в составе:				
1	Шкаф напольного исполнения, одностороннего обслуживания, (ШхГхВ, мм) 800х600х1800м	8886.500	Rittal	1
2	Профиль для ввода кабеля	8802.080	Rittal	1
3	Кабельная шина	4192.000	Rittal	1
4	Зажим для кабельной шины	2351.000	Rittal	1
5	Карман для документации АЗ	2513.000	Rittal	1
6	Регулятор температуры	3110.000	Rittal	1
7	Фильтрующий вентилятор	3238.100	Rittal	1
8	Выходной вентилятор	3238.200	Rittal	1
9	Фильтрующая прокладка	3322.700	Rittal	5
10	Лампа	4138.140	Rittal	1
11	Концевик двери	4127.000	Rittal	1
12	Электротехническое оборудование (клеммы, автоматические выключатели, провода, и проч.)	-	-	1 комп лект
ПЛК SIMATIC S7-300 в составе:				
1	SIMATIC S7, CPU 315-2 DP, центральный процессор	6ES7315-2AG10-	Siemens	2

		0AB0		
2	SIMATIC NET, CP 343-1, для подкл. S7-300 KIND. ETHERNET	6GK7343- 1EX30- 0XE0	Siemens	2
3	SIMATIC S7, микро карта памяти MMC для S7-300/C7/ET 200, 3.3 В NFLASH, 512 КБАЙТ	MP2- 210K	Siemens	2
4	SIMATICDP, резервированный набор ET200M, состоящий из двух IM153-2 HF и одного шинного модуля IM/IM	6ES7153- 2AR03- 0XA0	Siemens	1
5	SIMATICS7-300, SM 321, модуль ввода дискретных сигналов: 32 входа =24 В	6ES7321- 1BL00- 0AA0	Siemens	2
6	SIMATICS7-300, SM 322, модуль вывода дискретных сигналов: 32 выхода =24 В/0.5 А	6ES7322- 1BL00- 0AA0	Siemens	1
7	SIMATICS7-300, SM 331, модуль ввода аналоговых: 8 входов	6ES7331- 1KF01- 0AB0	Siemens	2
8	SIMATICS7-300, SM 332, модуль вывода аналоговых сигналов: 8 выходов	6ES7332- 5HF00- 0AB0	Siemens	1
9	SIMATICDP, ET 200M, активный шинный модуль с поддержкой функций «горячей» замены, для установки 2 модулей шириной 40 мм	6ES7195- 7NB00- 0XA0	Siemens	3
10	SIMATICS7-300, PS 307, блок питания, вход: ~120/230 В; выход: =24 В/2 А	6ES7307- 1BA01- 0AA0	Siemens	2

11	SITOPMODULAR 10, стабилизированный блок питания модульной конструкции: 1- или 2- фазное входное напряжение ~85 ... 137/ 170 ...550 В, 47 ... 63 Гц; выход =24 В/ 10 А	6EP1334- 3BA00	Siemens	2
12	SITOPPOWER модульного исполнения. вход =24 В, выход =24 В/ 40 А	6EP1961- 3BA20	Siemens	1
13	SIMATICDP, ET 200M, профильная шина длиной 483 мм, для установки до 5 активных модульных шин, поддерживающих функции «горячей» замены модулей ввода-вывода	6ES7195- 1GA00- 0XA0	Siemens	1
14	SIMATICS7-300, профильнаяшинаS7- 300 длиной 830 мм.	6ES7390- 1AJ30- 0AA0	Siemens	1
15	SIMATICNET, стандартный экранированный PROFIBUS кабель для быстрого монтажа (FC)	6XV1830- 0EH10	Siemens	50
16	SIMATICNET, FC стандартный IETP кабель для быстрого монтажа (FC)	6XV1840- 2AH10	Siemens	20
17	SIMATICS7-300, 40-полюсный фронтальный соединитель	6ES7392- 1AM00- 0AA0	Siemens	6
18	SIMATICS7-300, коммуникационный процессор CP341 с интерфейсом RS- 422/485	6ES7341- 1CH02- 0AE0	Siemens	2
Операторская панель Siemens в составе:				

1	«SIMATICMP 277 10"»TOUCH, сенсорная мультипанель с долговременной памятью, 10,4 " TFT экран, 6 Мб память пользователя	6AV6643- 0CD01- 1AX1	Siemens	1
2	SD-карта памяти объёмом 500 Мб	-	-	1
Программное обеспечение в составе:				
1	SIMATICS7, REDUNDANCYV1.2: CD с пакетом поддержки функций резервированияRUNTIME лицензии для двух центральных процессоров	6ES7862- 0AC01- 0YA0	Siemens	1
2	SIMATIC TP170 MICRO/ OP/ TP/ MP270B/MP370, комплект проектирования: пакетSIMATIC WINCC FLEXIBLE STANDARD	6AV6622- 0BA01- 0AA0	Siemens	1
3	SIMATIC S7, MODBUS MASTER V3.1: CD с загружаемым драйвером ведущего устройстваMODBUS (RTU- ФОРМАТ)	6ES7870- 1AA01- 0YA0	Siemens	1
4	SIMATICS7, MODBUSSLAVEV3.1: CD с загружаемым драйвером ведомого устройстваMODBUS (RTU-ФОРМАТ)	6ES7870- 1AB01- 0YA0	Siemens	1
Система пожарной сигнализации в составе:				
1	Прибор приёмо-контрольный пожаро- охранный Яхонт-4и	Яхонт-4и	Спецприбор	1

5 Разработка системы автоматической пожарной сигнализации

Требования к автоматическим системам пожарной сигнализации:

1) основным документом по проектированию систем пожарной сигнализации следует руководствоваться [35] (разделы 12-15). Руководящим документом должен быть [36]. При выборе конкретного применяемого типа извещателей необходимо руководствоваться [37];

4) технические средства АСПС должны быть обеспечены бесперебойным электропитанием на время выполнения ими своих функций. Технические средства АСПС должны быть устойчивы к воздействию электромагнитных помех с предельно допустимым уровнем, характерным для защищаемого объекта. АСПС не должна оказывать отрицательного воздействия электромагнитными помехами на технические средства, применяемые на защищаемом объекте;

5) вывод сигналов о срабатывании пожарной сигнализации по согласованию с территориальными органами управления Государственной противопожарной службы (ГПС) и наличии технической возможности рекомендуется осуществлять по выделенному в установленном порядке радиоканалу или другим способом на ЦУС («01») ГПС;

6) система пожарной сигнализации помещения БИК реализована на базе извещателей пожарных тепловых ИП 101 "Гранат", извещателя пожарного ручного ИП 535 "Гарант" и прибора приемно-контрольного охранно-пожарного ППКОП "Яхонт-4И" производства компании ООО "Спецприбор".

ИП 101 служит для обнаружения очага возгорания и передачи сигнала приемно-контрольному прибору, ИП 535 предназначен для ручного включения сигнала пожарной тревоги. Извещатели имеет маркировку взрывозащиты ExiaIIBT6.

ППКОП "Яхонт-4И" осуществляет непрерывный контроль состояния искробезопасного шлейфа сигнализации, принимает сигналы от пожарных извещателей и осуществляет их электропитание, выдает сигналы на ПЛК. ППКОП "Яхонт-4И" относится к связанному электрооборудованию (по [39]),

имеет входные искробезопасные электрические цепи уровня "ia" подгруппы IIВ, имеет маркировку взрывозащиты "[Exia]IIВ", соответствует требованиям[39],[40] и установлен вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок в шкаф ШАЗС.

Световая сигнализация пожара обеспечивается двумя световыми взрывозащищенными табло красного цвета с надписью "Пожар".

Для звуковой сигнализации пожара используется взрывозащищенный тональный ревун. Тональность пожарного ревуна отличается от тональности ревуна загазованности.

Одно световое табло красного цвета с надписью "Пожар" и тональный пожарный ревун размещаются над входной дверью снаружи блок-бокса. Другое световое табло красного цвета с надписью "Пожар" размещается над входной дверью внутри блок-бокса

Для проверки по месту работоспособности световой и звуковой сигнализации о пожаре, а также снятия (квитирования) звукового сигнала предусмотрены соответствующие кнопки у входа в помещение БИК.

Работоспособность светового табло красного цвета с надписью "Пожар", установленного над входной дверью внутри блок-бокса, определяется проверяющим при открытой двери и выключенном освещении внутри блок-бокса.

Применены табло типа ВЭЛ-Т-Н с маркировкой взрывозащиты 1ExdIICT6 и пост сигнализации звуковой взрывозащищённый типа ПСВ-С-72 с маркировкой взрывозащиты 1ExdIICT6.

Система пожарной сигнализации помещения аппаратной реализована на базе извещателей пожарных ИП-212-ЗСУ, извещателя пожарного ручного ИПР-ЗСУ и прибора приемно-контрольного охранно-пожарного ППКОП Сигнал-20П SMD производства фирмы "Болид".

6 Разработка автоматической системы контроля уровня загазованности

АСКУЗ должна обеспечивать оперативное предупреждение в помещении управления о конкретном месте происшедшей аварии и включение необходимых технических средств локализации последствий аварии.

Система контроля загазованности реализована на базе газоанализаторов СГОЭС производства ЗАО "Электронстандарт-прибор" в количестве 2-х штук. Газоанализатор СГОЭС предназначен для измерения до взрывоопасных концентраций пропана в смеси с воздухом. Принцип действия – оптический абсорбционный, маркировка взрывозащиты 1ExdIICT4.

Газоанализатор СГОЭС обеспечивает выдачу токового сигнала, пропорционального значению концентрации контролируемых компонентов.

Газоанализаторы СГОЭС расположены внутри помещения БИК на высоте не более 0,5 м от уровня пола согласно требованиям РД БТ 39-0147171-003-88.

Световая сигнализация загазованности "Порог 1" обеспечивается двумя световыми взрывозащищенными табло желтого цвета с надписью "Газ". Световая сигнализация загазованности "Длительный Порог 1" и "Порог 2" обеспечивается двумя световыми взрывозащищенными табло красного цвета с надписью "Газ".

Для звуковой сигнализации загазованности "Порог 2" и "Длительный Порог 1" используется взрывозащищенный тональный ревун. Тональность ревуна загазованности отличается от тональности пожарного ревуна.

Два световых табло красного и желтого цветов с надписью "Газ", а также тональный ревун загазованности размещаются над входной дверью снаружи блок-бокса. Другие два световых табло красного и желтого цветов с надписью "Газ" размещаются над дверью внутри блок-бокса.

Световые сигналы загазованности выведены на панель индикации ШАЗС.

Для проверки по месту работоспособности световой и звуковой сигнализации загазованности, а также снятия (квитирования) звукового сигнала предусмотрены соответствующие кнопки у входа в помещение БИК.

Работоспособность световых табло, установленных над входной дверью внутри блок-бокса, определяется по месту при открытой двери и выключенном освещении внутри блок-бокса.

Применены табло типа ВЭЛ-Т-Н с маркировкой взрывозащиты 1ExdIICT6 и пост сигнализации звуковой взрывозащищённый типа ПСВ-С-72 с маркировкой взрывозащиты 1ExdIICT6.

7 Выбор программного обеспечения

7.1 Структура программного обеспечения

Уровень серверного ПО. Поддерживает глобальную базу данных конфигураций системы, а также обеспечивает конфигурирование системы.

В состав ПО входит:

–SIMATICS7, REDUNDANCYV1.2: CD с пакетом поддержки функций резервирования RUNTIME лицензии для двух центральных процессоров;

–SIMATICTP170 MICRO/ OP/ TP/ MP270B/MP370, комплект проектирования: пакет SIMATICWINCCFLEXIBLESTANDARD;

–SIMATICS7, MODBUSMASTERV3.1: CD с загружаемым драйвером ведущего устройства MODBUS (RTU-ФОРМАТ);

–SIMATICS7, MODBUSSLAVEV3.1: CD с загружаемым драйвером ведомого устройства MODBUS (RTU-ФОРМАТ)

8 СИКН – ОСНОВНАЯ СХЕМА УЧЕТА СДАЧИ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МАССОВО – ДИНАМИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

8.1 Гидравлический расчет СИКН №584

Гидравлический расчет произведен согласно монтажных чертежей 24/04.01.00-ТК листы 2,3,4. Потери давления в СИКН рассчитаны исходя из работы СИКН в двух режимах: измерения и поверки. При расчете потерь давления в режиме измерения учтены потери давления во входном коллекторе, в измерительной линии и в выходном коллекторе. При расчете потерь давления в режиме поверки учтены потери давления во входном коллекторе, в измерительной линии, в контрольной линии, в стационарной ТПУ и в выходном коллекторе.

Расчет потерь давления произведен по формуле:

$$\Delta P = \Delta P_{п.у.} + \Delta P_{м.с.} \quad (1),$$

где:

ΔP - потери давления на трение, МПа;

$\Delta P_{п.у.}$ - потери давления на трение по длине трубопровода, МПа;

$\Delta P_{м.с.}$ - потери давления в местных сопротивлениях, МПа;

$$\Delta P_{п.у.} = \lambda \frac{L}{D} \rho \frac{V^2}{2} \cdot 10^{-6} \quad (2),$$

$$\Delta P_{м.с.} = \xi \rho \frac{V^2}{2} \cdot 10^{-6} \quad (3),$$

где:

λ - коэффициент гидравлического трения;

L - длина трубопровода, м;

D - диаметр трубопровода, м;

ρ - плотность нефти, кг/м³;

V - скорость движения жидкости в трубопроводе, м/сек.

ξ - коэффициент местного сопротивления.

Скорость движения жидкости в трубопроводе определена по формуле:

$$V = \frac{4 Q_v}{\pi D^2 3600} \quad (4),$$

где:

Q_v - объемный расход нефти, м³/ч.

Коэффициент гидравлического трения (λ) зависит от двух параметров: числа Рейнольдса (Re) и относительной шероховатости труб ($kэ/D$).

Число Рейнольдса (Re) рассчитано по формуле:

$$Re = \frac{V D}{\nu} \quad (5),$$

где:

V - скорость движения жидкости в трубопроводе, см/сек.

D - диаметр трубопровода, см;

ν - кинематическая вязкость, см²/сек.

Относительная шероховатость труб зависит от эквивалентной равномерно зернистой абсолютной шероховатости ($kэ$), $kэ$ для бесшовных стальных труб, находящихся в эксплуатации равна 0,2 мм.

Исходя из значения Re определен режим движения нефти, который является турбулентным.

В зависимости от значения Re , коэффициент гидравлического трения λ рассчитывается по следующим формулам:

$$\lambda = \frac{0,316}{Re^{0,25}} \quad (6).$$

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{kэ}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (7).$$

В расчете коэффициенты местного сопротивления (ξ) рассчитаны по «Справочнику по гидравлическим сопротивлениям» под редакцией И.Е. Идельчика.

Потери давления на фильтре определены по данным завода-изготовителя, а на массовом расходомере CMF 300 рассчитаны по программе MMIWIN Version 3.00.

Потери давления рассчитаны на основании следующих исходных данных: максимальный объемный расход нефти ($Q_{V_{max}}$) по СИКН - 94 м³/ч, объемный, плотность нефти (ρ) – 850 кг/м³, вязкость нефти (ν) – 15 сСт.

Результаты расчета потерь давления в режиме измерений представлены в табл. 2.3, в режиме поверки – в табл. 2.4.

Как показали расчеты, потери давления в режиме измерений составят не более 0,15867 МПа, в режиме поверки – не более 0,32516 МПа.

Результаты потерь давления в СИКН на Лугинецком нефтяном месторождении в режиме измерений

	Кол-во	ΔP , МПа на 1 ед.	ΔP , МПа всего
Режим измерения			
Входной коллектор(Ду150)			
тройник Ду200х200	2	0,000426136	0,000852272
задвижка Ду 200 мм	2	4,4083E-05	8,81661E-05
переход Ду 200х100	2	4,84049E-09	9,68098E-09
клапан регулирующий Ду100	1	0,00023511	0,00023511
переход Ду 200х100	1	0,000329153	0,000329153
тройник Ду200х150	1	0,00023511	0,00023511
задвижка Ду 150 мм	2	0,000139324	0,000278648
пробозаборное устройство	1	0,000232207	0,000232207
труба Ду200	1	8,64725E-06	8,64725E-06
труба Ду150	1	0,000558985	0,000558985
Итого по Вх. К			0,002818309

Измерительная линия(Ду80)			
тройник Ду 150x80	1	0,009183968	0,009183968
отвод Ду 80	1	0,004017986	0,004017986
кран шаровой Ду 80	1	0,000573998	0,000573998
Фильтр МИГ-80-6,3	1	0,026634508	0,026634508
отвод Ду 80	1	0,004017986	0,004017986
отвод Ду 80	1	0,004017986	0,004017986
отвод Ду 80	1	0,004017986	0,004017986
СМФ-300	1	0,03	0,03
отвод Ду 80	1	0,004017986	0,004017986
отвод Ду 80	1	0,004017986	0,004017986
кран шаровой Ду 80	1	0,000573998	0,000573998
тройник Ду 80x150	1	0,047021916	0,047021916
труба Ду 80	4,6	0,003599258	0,016556586
Итого по ИЛ			0,15465289
Выходной коллектор(Ду150)			
задвижка Ду 150 мм	1	0,000139324	0,000139324
тройник Ду200x150	1	0,00023511	0,00023511
клапан обратный Ду200	1	0,000558385	0,000558385
задвижка Ду 200 мм	2	4,4083E-05	8,81661E-05
труба Ду200	5,4	1,15297E-06	1,15297E-06
труба Ду150	5	0,000186328	0,000186328
Итого по Вых. К			0,001208467
Итого по режиму измерения			0,15867967

**Результаты расчета потерь давления в СИКН на Лугинецком
месторождении**

	Кол-во	ΔP , МПа на 1 ед.	ΔP , МПа всего
<i>Входной коллектор(Ду150)</i>			
тройник Ду200x200	2	0,000426136	0,000852272
	2	4,4083E-05	8,81661E-05
переход Ду 200x100	2	4,84049E-09	9,68098E-09
	1	0,00023511	0,00023511
переход Ду 200x100	1	0,000329153	0,000329153
тройник Ду200x150	1	0,00023511	0,00023511
задвижка Ду 150 мм	2	0,000139324	0,000278648
пробозаборное устройство	1	0,000232207	0,000232207
труба Ду200	1	8,64725E-06	8,64725E-06
труба Ду150	1	0,000558985	0,000558985
Итого по Вх. К			0,002818309
<i>Измерительная линия(Ду80)</i>			
тройник Ду 150x80	1	0,009183968	0,009183968
отвод Ду 80	1	0,004017986	0,004017986
кран шаровой Ду 80	1	0,000573998	0,000573998
Фильтр МИГ-80-6,3	1	0,026634508	0,026634508
отвод Ду 80	1	0,004017986	0,004017986
отвод Ду 80	1	0,004017986	0,004017986
отвод Ду 80	1	0,004017986	0,004017986
СМФ-300	1	0,04	0,04
отвод Ду 80	1	0,004017986	0,004017986
отвод Ду 80	1	0,004017986	0,004017986
труба Ду 80	3,6	0,003599258	0,012957328
Итого по ИЛ			0,113457718
<i>Контрольная линия (Ду80)</i>			
тройник Ду 80x80 вх	1	0,016645942	0,016645942
кран шаровой Ду80	1	0,000573998	0,000573998
тройник Ду 80x80 вх	1	0,016645942	0,016645942
кран шаровой Ду80	1	0,000573998	0,000573998
отвод Ду80	1	0,004017986	0,004017986
тройник Ду 80x80 вых	1	0,013775952	0,013775952
отвод Ду80	2	0,004017986	0,008035972
СМФ-300	1	0,03	0,03

отвод Ду80	2	0,004017986	0,008035972
кран шаровой Ду80	1	0,000573998	0,000573998
тройник Ду 80x150	1	0,002295992	0,002295992
труба Ду 80	6,6	0,02763813	0,02763813
Итого по КЛ			0,128813882
Итого по ИЛ, КЛ			0,2422716
ТПУ			
кран шаровой Ду 80 мм	2	0,000573998	0,001147996
задвижка Ду 100 мм	1	0,000705329	0,000705329
кран шаровой Ду 100 мм	2	0,000340909	0,000681818
тройник Ду 100x100 мм	2	0,015681809	0,031363618
отвод Ду 100 мм	3	0,002386362	0,007159087
труба Ду 100мм	14	0,019319607	0,019319607
Прuver C-100:			
переход Ду 150x200	2	0,00026936	0,00053872
переход Ду 200x150	2	4,26136E-05	8,52272E-05
отвод Ду 100 мм	2	0,002386362	0,004772724
отвод Ду 150 мм	9	0,00047138	0,004242422
труба Ду 100 мм	3,2	0,00441591	0,00441591
труба Ду 150 мм	17,5	0,003260748	0,003260748
труба Ду 200 мм	0,3	3,4589E-07	3,4589E-07
кран шаровой Ду100	1	0,00023511	0,00023511
кран регулятор Ду100	1	0,00023511	0,00023511
задвижка Ду 100 мм	1	0,000705329	0,000705329
Итого по ТПУ			0,0788691
Итого по ИЛ, КЛ,ТПУ			0,3211407
Итого по Вх.кол., Ил,ТПУ,Вых.кол.			0,196353593
Выходной коллектор(Ду150)			
задвижка Ду 150 мм	1	0,000139324	0,000139324
тройник Ду200x150	1	0,00023511	0,00023511
клапан обратный Ду200	1	0,000558385	0,000558385
задвижка Ду 200 мм	2	4,4083E-05	8,81661E-05
труба Ду200	5,4	1,15297E-06	1,15297E-06
труба Ду150	5	0,000186328	0,000186328

Итого по Вых. К			0,001208467
Итого по Вх.кол., ИЛ, КЛ,ТПУ, Вых.кол			0,325167
<i>Итого по СИКН в режиме поверки</i>			0,325167
в режиме поверки			

Суммарные потери давления в КТ

Режимы работы	Потери давления в КТ
	ΔP , МПа, не более
Режим 1. в режиме измерений	0,158
Режим 2. в режиме поверки	0,325

Значение потери давления определяется в соответствии с Метрологическим и техническим требованием к проектированию СИКН, МИ 2825 п. 6.3.4 и должны быть не более:

- 0,2 МПа в режиме измерений;
- 0,4 МПа в режиме поверки (с учетом поверки ПУ по ПУ 1-го разряда). При гидравлических расчетах рекомендуется пользоваться справочником Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. Машиностроение, 1992.

заключение

В данной работе рассмотрена нормативно-техническая документация по эксплуатации и обслуживанию СИКН;

Проведен анализ современных методов измерения параметров качества и количества нефти;

Проведен анализ методов повышения эксплуатационных свойств реального объекта СИКН №584;

На основе полученных результатов разработаны рекомендации по автоматизации системы управления блоком измерения параметров качеством и количеством нефти для лабораторной установки «СИКН»;

Разработана функциональная схема автоматизации БИК и представлено пошаговое построение автоматизированной измерительной системы для лабораторной установки «СИКН»;

Произведен гидравлический расчет для определения потерь давления при прохождении нефти через СИКН №584.

Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Расчет сметных затрат на мероприятие по работе, связанные с добавлением дополнительной рабочей измерительной линии на СИКН.

Затраты, произведенные на приобретение нового оборудования $Z_{нов}$, руб. вычисляем по формуле

$$Z_{нов} = n \times Z_1$$

где n – количество приобретенных единиц оборудования, $n=1$;

Z_1 – цена одной новой измерительной линии, $Z_1= 500\ 000$ руб.

$$Z_{нов} = 1 \times 500\ 000 = 500\ 000 \text{ руб.}$$

Затраты на заготовку трубопроводов и арматуры $Z_ф$, руб. вычисляем по формуле

$$Z_ф = Z_{нов} \times 0,03$$

$$Z_ф = 500\ 000 \times 0,03 = 15\ 000 \text{руб.}$$

Транспортные и складские расходы $Z_{мс}$, руб. вычисляем по формуле

$$Z_{мс} = Z_{нов} \times 0,02$$

$$Z_{мс} = 500\ 000 \times 0,02 = 10\ 000 \text{руб.}$$

Затраты на установку рабочей измерительной линии $Z_з$, руб. вычисляем по формуле:

$$Z_з = Z_{нов.} + Z_{дм.} + Z_ф + Z_{мс} - Q_{ост.}$$

$$Z_3 = 500000 + 34390 + 15000 + 10000 - 0 = 559\,390 \text{ руб}$$

Сметная стоимость установки рабочей измерительной линии представлена в таблице.

Приобретение новых агрегатов:	500 000 руб.
Монтаж:	34390руб.
Заготовка трубопроводов и арматуры.:	15 000 руб.
Транспортные и складские расходы:	10 000 руб.
Ликвидационная стоимость:	0 руб.
Итого:	559 390 руб.

Таким образом, капитальные затраты на 2016 год составляют $C_{\text{кап}}=559\,390$ руб.

Численность персонала

Производственный персонал включает в себя следующие категории: рабочие, руководители, специалисты, служащие и младший обслуживающий персонал.

В данной работе произведен расчет численности основных и вспомогательных рабочих. Явочная численность основных рабочих рассчитывается исходя из расстановки по рабочим местам в соответствии с формулой.

$$Ч_{\text{яв}} = \frac{K_{\text{р.м.}} \cdot C}{H_{\text{обсл.}}}$$

где $Ч_{\text{яв}}$ — явочная численность, чел.

$K_{\text{р.м.}}$ — количество рабочих мест, шт.

C — число смен

$H_{\text{обсл.}}$ — норма обслуживания.

$$Ч_{яв} = \frac{1 \cdot 4}{1} = 4 \text{ чел}$$

Списочное число рабочих определяется с учетом коэффициента невыходов в соответствии с формулой

$$Ч_{спис} = Ч_{яв} \cdot K_{нев.}$$

где $Ч_{спис}$ —списочное число рабочих, чел.

$Ч_{яв}$ — явочная численность, чел.

$К_{нев.}$ — коэффициент невыходов.

Коэффициент невыходов определяется отношением максимально возможного фонда рабочего времени к эффективному фонду рабочего времени одного рабочего за год. В работе максимально возможный и эффективный фонды рабочего времени определены по балансу рабочего времени на 2016 год.

Расчет планируемых невыходов на работу рабочих представлен в таблице.

Таблица

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2016 год (план)	Примечание
1	количество рабочих дней в год	раб.дни	249	Производственный календарь на 2016 год
2	количество рабочих часов в год	раб.часы	1989	Производственный календарь на 2016 год
3	невыход работников (план):	раб.дни	800	Расчет: строка 3.1*строка 3.2
3.1.	отпуск 1 работника, в том числе:	раб.дни	58	Ежегодный отпуск 28 календарных дней + 6 дней доплаты отпуска за вредные условия труда
3.1.1.	ежегодный отпуск		28	Глава 19 статья 115 Трудового Кодекса РФ
3.1.2.	ежегодный дополнительный	дни	24	раздел III статья 14. Дополнительный отпуск Закона РФ №4520-1 от

	отпуск в районах Крайнего Севера			19.02.1993 "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях"
3.1.3.	отпуск за вредные условия работы	дни	6	в соответствии с п.5.1.13 Правил внутреннего трудового распорядка организации
3.2.	нормативная численность рабочих (явочная)	чел.	13,79	Расчет нормативной явочной численности рабочих
4	невыход работников (план), в том числе:	раб.часы	6258	
4.1.	отпуск	раб.часы	6258	Из расчета среднечасового рабочего дня, составляющего 7,82 часа
5	Коэффициент невыходов (план)		1,23	Расчет: 1 + (строка 4/строка 3.2/строка 2)

Находим коэффициент невыходов:

$$K_{нев} = 1,23$$

С учетом коэффициента невыходов находим списочное число операторов в соответствии с формулой 11.

$$Ч_{спис} = 4 \cdot 1,23 \approx 5 \text{ чел. (11)}$$

Результаты расчетов приведены в соответствии с таблицей.

Таблица

Численность основных рабочих

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
-----------	------------	--------	-------------------------------	---	--

Слесарь	2	4	95	48	9120
Сварщик	1		100	48	4800
Слесарь КИПиА	1		90	48	4320
Электрик	1		90	48	4320
ИТОГО					22560

$$C_{з.п.} = C_3 \cdot 12 = 22560 \cdot 12 = 270720 \text{ руб.}$$

где $C_3=22560$ руб/месяц – повременная заработная плата с учетом надбавок.

1. Отчисления в пенсионный и страховые фонды $C_{с.ф.}$.

Отчисления в фонды идут уже за счет работодателя.

Если допустить, что у организации нет права на использование пониженных тарифов, то размер отчислений составит:

22% — отчисления в ПФР, страховая и накопительная части;

2,9% — отчисления в ФСС по временной нетрудоспособности и в связи с материнством;

5,1% — отчисления в ФФОМС (в ТФОМС — 0%).

Также организация перечисляет взносы в ФСС по травматизму. Размер взносов в ФСС на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний регулируются Федеральным законом № 179-ФЗ от 22.12.2005 года. Данным законом введены 32 класса профессионального риска с тарифной сеткой от 0,2% (1 класс) до 8,5% (32 класс). Если допустить, что организации присвоен 1 класс профессионального риска, размер отчислений в ФСС по травматизму составит 0,2%. Всего — 30,2% (22% + 2,9% + 5,1% + 0,2%).

$$C_{с.ф.} = n \cdot C_{з.п.} = 0,302 \times 270720 = 81\,757 \text{ руб.}$$

Где n – норма отчислений, соответственно, в ПФР, ФССР, ФФОМС и ТФОМС, установленная на 2016 г. от зарплаты работников.

2. Амортизационные отчисления:

Линейная норма амортизационных отчислений из расчёта срока службы установки 8 лет;

Основное средство стоимостью 500 000 рублей допустим приобретается в июле. Срок полезного использования амортизируемого имущества в соответствии с классификацией 8 лет (96 месяцев).

1. Определяем годовую норму амортизации

$$K = \frac{1}{8} \times 100\% = 12,5\%$$

- годовая норма амортизации - 8

2. Ежемесячная норма амортизации

$$12,5\% / 12 = 1,042\%$$

3. Годовая сумма амортизации

$$500\,000 \text{ руб.} / 8 \text{ лет} = 62\,500 \text{ руб.}$$

4. Ежемесячная сумма амортизации

$$500\,000 \text{ руб.} \times 1,042\% = 5\,210 \text{ руб.}$$

Итак, амортизацию начисляем с августа в размере 5 210 руб./мес.

Затраты на проведение организационно- технического мероприятия представлены в таблице.

Таблица

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	559 390
2. Затраты на оплату труда	270 720
3. Отчисления на социальные нужды	81 757
4. Амортизационные отчисления	62 500
Итого основные расходы	974 367
Накладные расходы (40% от основных)	389 747
Всего затраты на мероприятие (C_T)	1 364 114

Расчет годовой экономии в результате монтажа дополнительной рабочей измерительной линии.

Мощность, потребляемую насосными агрегатами

Мощность, потребляемую насосными агрегатами N , руб. вычисляем по

формуле

$$N = \frac{N}{\eta_{дв.} \times \eta_{с}}$$

где N – номинальная мощность электродвигателя, $N=75$ кВт;

$\eta_{дв.}$ – КПД двигателя, $\eta_{дв.}=0,98$;

$\eta_{с}$ – КПД двигателя, $\eta_{сети}=0,99$.

$$N = \frac{75}{0,98 \times 0,99} = 77,3 \text{ кВт}$$

Годовую экономию в результате снижения потребления электроэнергии $\mathcal{E}_{эл.}$, руб. вычисляем по формуле (13)

$$\mathcal{E}_{эл.} = 24 * T_{эф.} * N * Ц_{кВт*ч}, \quad (13)$$

где $T_{эф.}$ – эффективный фонд рабочего времени, $T_{эф.}=315$ дн.;

$Ц_{1 кВт*ч}$ – цена 1 кВт*ч электроэнергии, $Ц_{1 кВт*ч}=1,80$ руб.

$$\mathcal{E}_{эл.} = 24 \times 315 \times 77,3 \times 1,80 = 1\,051\,898 \text{ руб.}$$

В результате установки дополнительной измерительной линии происходит увеличение пропускной способности узла учета в 2 раза при прежней работе насоса и электрооборудования.

Расчет технико-экономических показателей

Рассчитаем выручку V от реализации произведенной продукции по формуле:

$$V = Ц * N_{год},$$

где $Ц$ – стоимость 1 м³ нефти

Нгод – выпуск продукции за год, млн. м³

До модернизации

$$V_1 = 28\,944 \times 622\,000 = 18\,003\,168\,000 \text{ (руб.)}$$

После модернизации

$$V_1 = 28\,944 \times (622\,000 \times 2) = 36\,006\,336\,000 \text{ (руб.)}$$

Производим расчет прибыли (П) для расчета налога на прибыль по следующей формуле:

$$П = В - И,$$

где И – затраты (издержки = полной себестоимости).

Произведем расчет прибыли (п1) до модернизации:

$$П_1 = 18\,003\,168\,000 - 1\,364\,114 = 18\,001\,803\,886 \text{ (руб.)}$$

Для компаний, добывающих нефть, ставка налога на прибыль составляет 20%, тогда $H = 0,20 * П$.

$$H_1 \text{ (до модернизации)} = 0,20 * 18\,001\,803\,886 = 3\,600\,360\,777 \text{ (руб.)} \cdot 20 \text{ (коп.)}$$

Чистая прибыль — это остаток средств после уплаты всех обязательных налогов, сборов, отчислений и других платежей. За счет чистой доли от прибыли можно увеличивать оборотные средства, формировать различные фонды и резервы, а также вкладывать инвестиции. Тогда чистая прибыль с учетом вычета налогов и всех затрат составит:

$$Пч_1 = \text{выручка} - \text{расходы} - \text{налоги}$$

$$Пч_1 \text{ (до модернизации)} = 18\,003\,168\,000 - 1\,364\,114 - 3\,600\,360\,777 \cdot 20 = 14\,401\,443\,108 \text{ (руб.)} \cdot 80 \text{ (коп.)}$$

Аналогично рассчитываем прибыль для расчета налога на прибыль и чистую прибыль при годовом выпуске 1 244 000 м³ нефти

$$V_2 = \text{После модернизации}$$

Произведем расчет прибыли (П2) после модернизации:

$$П2 = 36\,006\,336\,000 - 1\,364\,114 = 36\,004\,971\,886 \text{ (руб.)}$$

Для компаний, добывающих нефть, ставка налога на прибыль составляет 20%, тогда $H = 0,20 * П$.

$$H2 \text{ (после модернизации)} = 0,20 * 36\,004\,971\,886 = 7\,200\,994\,377 \text{ (руб.)} \cdot 20 \text{ (коп.)}$$

Чистая прибыль с учетом вычета налогов и всех затрат (после модернизации) составит:

$$Пч2 = \text{выручка} - \text{расходы} - \text{налоги}$$

$$Пч2 \text{ (после модернизации)} = 36\,006\,336\,000 - 1\,364\,114 - 7\,200\,994\,377,20 = 28\,803\,977\,508,80 \text{ (руб.)} \cdot 80 \text{ (коп.)}$$

Расчет срока окупаемости затрат на монтаж дополнительной рабочей измерительной линии.

Важный показатель, позволяющий оценить эффективность проекта, в который вкладываются денежные средства – период окупаемости. Он показывает срок, в течение которого амортизация и суммы чистой прибыли направляются на возвращение капитала, инвестированного первоначально в дело.

Расчитать период окупаемости можно по следующей формуле:

$$A = B / C,$$

где A – показатель окупаемости проекта;

B – размер вложенной в проект суммы;

C – чистая годовая прибыль от реализации проекта.

Расчитаем период окупаемости возврата вложений при установке дополнительной измерительной линии:

$$A = 559\,390 / 28\,803\,977\,508,80 = 0,0001 \text{ год}$$

Как мы видим, с помощью несложным математический подсчетов вы получите конкретный срок, который будет необходим для возврата вложенных вами средств в

проект.

Важно учитывать то, что эта формула расчета работает только при выполнении следующих требований, а именно:

- Во все инвестиционные дела вложения должны осуществляться однократно;
- Все дела, в которые были вложены денежные средства, должны иметь одинаковый период экономического существования;
- После инвестирования денежных средств каждый год инвестор будет получать одинаковые денежные суммы в течение всего периода функционирования инвестиционного проекта.

Данный расчет подтверждает обоснованность проекта по установке дополнительной рабочей измерительной линии и доказывает, что при незначительных вложениях на приобретение новых агрегатов, их монтаж, транспортировку, складские расходы, расходы на заработную плату и различные отчисления (амортизационные и социальные нужды), может увеличиться пропускная способность узла учета в 2 раза, тем самым, из-за увеличения прокачки суточного объема нефти будет увеличена чистая прибыль предприятия в 2 раза.

После монтажа оборудования увеличится объем производства с 622 000 м³ по 1 244 000 м³ получили увеличение чистой прибыли на 100%. При увеличении объема производства с 622 000 м³ по 1 244 000 м³ предприятие позже войдет в зону прибыли, но зона прибыли расширится. Таким образом, можно сделать вывод, что проект по добавлению дополнительной измерительной линии на СИКН является прибыльным.

Социальная ответственность

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

1. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
2. ГОСТ 12.0.003-74* ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы».
3. ГОСТ Р 12.4.026-2001 Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
4. СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».
5. СНиП 2.09.02-85* «Производственные здания».
6. СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы».
7. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 N 101
8. ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».
9. Руководство по безопасности факельных систем. Утверждены Приказом от 26 декабря 2012 г. № 779 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.
10. Правила противопожарного режима в Российской Федерации (в ред. Постановления Правительства РФ от 17.02.2014 N 113).

2. Производственная безопасность ПСН «Лугинецкого» месторождения.

Требования безопасности при выполнении технологических операций.

- Обслуживающий персонал ПСН должен знать схемы его коммуникаций, чтобы при эксплуатации, авариях, пожарах в нормативные сроки безошибочно выполнить необходимые переключения. Утвержденные технологические схемы должны находиться на рабочих местах.

Все технологическое оборудование, каждый резервуар, емкость, запорная арматура должны иметь номер, соответствующий технологической схеме. Номер должен быть написан на стенке резервуара, оборудования или на трафарете, установленном на оборудовании, запорной и регулирующей арматуре.

- Ежедневное наблюдение и контроль за плотностью фланцевых соединений, герметичностью оборудования и арматуры, установленной на нефтепроводах.
- Открывать или закрывать задвижки следует плавно, без применения рычагов. Запорные устройства, установленные на технологических трубопроводах должны иметь указатель состояния (Открыто и Закрыто);

- При переключениях резервуаров, действующий резервуар необходимо отключать только после открытия задвижек включаемого резервуара.

- В случае перелива нефти из резервуара необходимо немедленно подключить другой незаполненный резервуар, а разлитую нефть откачать через дренажные емкости в незаполненный резервуар. Резервуар, где произошел перелив, отключить из работы. Подключить его можно только после устранения загазованности, уборки загрязненного грунта, проведения расследования причин перелива и устранения его последствий. Загрязненный грунт следует собрать и увезти с территории ПСН на отведенное место.

3. Экологическая безопасность.

Отходы при производстве продукции, сточные воды, выбросы в атмосферу, методы их утилизации, переработки.

Отходы - непригодные для производства виды сырья, его неупотребляемые остатки, которые не подвергаются утилизации в технологическом процессе, а также в результате определенного срока службы полностью или частично утратили свои потребительские качества и их дальнейшее применение уже не эффективно. Образование, сбор, накопление, хранение и первичная переработка отходов являются неотъемлемой составной частью технологических процессов, в ходе которых они образуются.

Учету подлежат все отходы.

При эксплуатации объекта ПСН образуются следующие виды опасных отходов:

- Шлам очистки трубопроводов и емкостей (бочек, контейнеров, цистерн, гидронаторов) от нефти и нефтепродуктов образуется при зачистке резервуаров и других емкостей, используемых при хранении нефти и ГСМ.

- Грунт, загрязненный нефтепродуктами, образуется в результате аварийных ситуаций (разливов вдоль трасс трубопроводов и утечек нефти), при ремонте оборудования, при зачистке трубопроводов.

- Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел менее 15%), образуется при ремонтных работах, обслуживании нефтепромыслового и технологического оборудования.

- Лом черных металлов на месторождении - это результат списания оборудования, капитального и текущего ремонта трубопроводов. По мере накопления вывозятся на Средне-Нюрольское м/р ООО «ННК-ВТК».

- Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) образуется в результате производственной деятельности персонала в офисных помещениях месторождений. По мере накопления вывозятся на Средненюрольское м/р ООО «ННК-ВТК».

- Ртутные термометры отработанные и брак образуются в результате эксплуатации ртутных термометров в ИЛН. По мере накопления вывозятся на полигон токсичных отходов г. Томска ОАО «Полигон».

- Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и

брак образуются в результате замены пришедших в негодность ламп системы освещения помещений и промплощадки. По мере накопления вывозятся на полигон токсичных отходов г. Томска ОАО «Полигон».

Обращение с каждым видом отходов производства и потребления зависит от их происхождения, агрегатного состояния, физико-химических свойств субстрата, количественного соотношения компонентов и степени опасности для здоровья населения и среды обитания человека. По отношению ко всем отходам должен проводиться визуальный контроль над соблюдением правил хранения и своевременным вывозом, который осуществляется в соответствии с «Инструкциями по обращению с отходами производства и потребления», разработанными отдельно для каждого вида отходов.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Способы обезвреживания и нейтрализации нефти при разливах и авариях.

С точки зрения охраны окружающей среды аварией на объектах приема и перекачки нефти является нарушение герметичности трубопроводов, оборудования и попадание нефти в окружающую среду.

В случае развития аварии по наиболее неблагоприятному сценарию (разгерметизация резервуара нефти РВС-1000) в окружающую среду (в обвалование резервуарного парка) может поступить ~1000 м³ нефти, см. «План ликвидации возможных аварий».

При разливе нефти необходимо принять меры по установке предупреждающих знаков на подходе к аварийному участку, по ограждению места разлива нефти красными флажками, а в темное время – световыми сигналами.

Средства защиты работающих.

Несмотря на мероприятия, предусмотренные в проекте, нельзя исключить вероятность контакта обслуживающего персонала с вредными веществами в случае нарушения герметичности уплотнений на арматуре, разгерметизации оборудования и трубопроводов, ремонта и чистки резервуаров.

Персонал ПСН должен быть обеспечен спецодеждой согласно «Норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работников ООО «ННК-ВТК»» (спецобувь, спецодежда, не накапливающие статического электричества, брезентовые рукавицы, фартук, каска). Запрещается использовать спецодежду, пропитанную нефтепродуктами, маслами.

Средства пожаротушения при возможных загораниях на ПСН.

Главная задача при борьбе с пожарами – локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающего продукта.

На площадке пункта сдачи нефти и сооружениях вспомогательного комплекса задействованы следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

Для локализации небольших загораний обслуживающий персонал до прибытия передвижных средств пожаротушения должен использовать первичные средства пожаротушения, находящиеся на пожарных щитах и внутри административных помещений.

В качестве первичных средств пожаротушения рекомендуется использовать: ручные огнетушители, полотна грубо шерстяные, асбестовые, песок, пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры). Первичные средства пожаротушения размещаются вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, в безопасном при пожаре месте, с обеспечением к ним свободного доступа.

Список литературы

1. Рекомендация. Прием – сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение. МИ 2837 – 2003. Казань 2003 г.
2. Регламент взаимоотношений ОАО «Центрсибнефтепровод» и ОАО «Восточная транснациональная компания» для обеспечения безопасного режима работы нефтепровода и ведения учетных операций на ПСП «Лугинецкое». Томск 2010 г.
3. Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 584 ОАО «Восточная транснациональная компания» на ПСП «Лугинецкое». Томск 2010 г.
4. Положение о ПСП «Лугинецкое» ОАО «Восточная транснациональная компания». Томск 2010 г.
5. Инструкция по измерению количества и показателей качества нефти по резервуарам на ПСП «Лугинецкое» ОАО «Восточная транснациональная компания» (резервная схема учета нефти). Томск 2010 г.
6. Ишмурзин А. А. «Машины и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды», Уфа: Изд. Уфимск. Нефт. ин-та, 1981г.
7. Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества пункта сдачи нефти на Лугинецком н/м ОАО «Восточная Транснациональная Компания». (Резервная схема сдачи).
8. МИ 2775 - 2002 Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации СИКН, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе.
9. РД 39-109-91 «Положение о системе технического обслуживания и ремонта узлов учета нефти и поверочных установок».
10. Инструкция пользования. АРМ – оператора СИКН №584 Программный комплекс «Аметист» Тюмень 2008г.
11. Паспорт ПСП «Лугинецкое» ОАО «Восточная транснациональная

компания». Томск 2010г.

12. Рекомендация по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти. Приказ «Минпромэнерго» №69 утв.31.03.05 г.

13. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов №116 от 21 июля 1997 г.

14. А.Коршак, А.Н.Нечваль: Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа. Учебное пособие для системы дополнительного профессионального образования. – Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2005 г.-516 с.

15. РД-08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 «Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций».

16. РД 39-30-39-78 «Методика гидравлического расчёта подводящих нефтепроводов подпорных насосных НПС с резервуарными парками».

17. Острогорский М. Автоматизированная система с точки зрения ГОСТ 34. Продолжение, 2008 [Электронный ресурс] – URL: <http://philosoft-services.com/gost34asconcept2.zhtml> – дата обращения: 21.04.2022.

18. Введение [Электронный ресурс] – URL: <https://studfiles.net/preview/5672533/> – дата обращения: 21.04.2022.

19. Интерфейс [Электронный ресурс] – URL: <https://vuzlit.ru/1025500/interfeys> – дата обращения: 21.04.2022.

20. Wikipedia: Протокол передачи данных [Электронный ресурс] – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Протокол_передачи_данных – дата обращения: 21.04.2022.

21. Тег [Электронный ресурс] – URL: <http://wp.wiki-wiki.ru/wp/index.php/%D0%A2%D0%B5%D0%B3> – дата обращения: 21.04.2022.

22. Техническое задание [Электронный ресурс] – URL: <https://studfiles.net/preview/5022556/> – дата обращения: 21.04.2022.

23. Стандарт компании. Автоматизированные системы управления

технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам. – М.: Роснефть, 2014.

24. Функциональные схемы автоматизации [Электронный ресурс] – URL: https://studopedia.su/6_54445_funktsionalnie-shemi-avtomatizatsii.html – дата обращения: 21.04.2022.

25. ПЛК160 контроллер для средних систем автоматизации с AI/DI/DO/AO [Электронный ресурс] – URL: <https://www.owen.ru/product/plk160> – дата обращения: 5.05.2022.

26. Simatik market интернет-магазин техники автоматизации Siemens [Электронный ресурс] – URL: <http://simatic-market.ru/catalog/Siemens-SA01/10000732/info> – дата обращения: 5.05.2022.

27. DVP-SX2 Программируемые логические контроллеры Руководство

Технологическая схема СИКН №584

