

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнечонскнефтегаз»

УДК 622.692.26(571.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Алабин Александр Игоревич		17.06.2022

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Бурков Владимир Петрович			17.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Доктор экономических наук		17.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			17.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		17.06.2022

Томск – 2022 г.

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования Профессионального стандарта 19.016 «Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов».
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования Профессионального стандарта 19.010 «Специалист по транспортировке потрубопроводам газа».
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055 «Специалист по эксплуатации нефтепродукто-перекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов».

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) (Дата) Брусник О.В.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Алабину Александру Игоревич

Тема работы:

Повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнечонскнефтегаз»
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	45-45/с от 14.02.2022
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	
«Социальная ответственность»	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Бурков Владимир Петрович			17.06.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Алабин Александр Игоревич		17.06.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Алабин Александр Игоревич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции
2. SWOT-анализ
3. Расчет материальных затрат НТИ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Доктор экономических наук		13.06.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Алабин Александр Игоревич		13.06.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Александр установление Игоревич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнеконскнефтегаз»
--

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	
2. Производственная безопасность при эксплуатации: -Анализ выявленных опасных и вредных производственных факторов.	
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			14.06.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Алабин Александр Игоревич		14.06.2022

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи слушателем выполненной работы:	10.06.2022
---	------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.01.2022	<i>Введение</i>	5
26.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	20
08.03.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
24.03.2022	<i>Анализ документации по теме ВКР</i>	35
14.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2022	<i>Заключение</i>	5
10.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Бурков Владимир Петрович			17.06.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		17.06.2022

Реферат

Дипломная работа 65 л., 11 рис., 10 табл., 24 источника.

Ключевые слова: приемо-сдаточный пункт, система измерений количества и показателей качества нефти, резервная схема учета нефти, ультразвуковой расходомер.

Объектом исследования является резервная схема учета нефти на приемо-сдаточном пункте «Талаканское».

В процессе исследования обоснована необходимость доработки резервной схемы учета нефти.

Целью данной дипломной работы является повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета нефти с помощью установки ультразвукового расходомера при отказе основной схемы учета.

В результате исследования была обоснована необходимость усовершенствования существующей резервной схемы добавлением узла резервной схемы учета с использованием ультразвукового расходомера и рекомендован к использованию ультразвуковой расходомер для коммерческого учета нефти и нефтепродуктов ALTOSONIC III.

Новизна работы заключается в использовании метода сравнительного анализа при выборе расходомеров для использования их при учетных операциях.

Практическая значимость результатов работы состоит в изучении и реализации различных резервных схем учета нефти, анализе ультразвуковых расходомеров и выборе наиболее подходящего расходомера для усовершенствования резервной схемы учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское».

					Повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнечонскнефтегаз»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Реферат					Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Аладин А.И.											
Руковод.	Бурков В.П.										9	98
Рук. ООП	Брусник О.В.									Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие сокращения:

АРМ – автоматизированное рабочее место;
 БИК – автоматизированное рабочее место;
 БИК – блок измерений показателей качества нефти;
 БИЛ – блок измерительных линий;
 ИВК – измерительно-вычислительный комплекс;
 ИЛ – измерительная линия;
 И(ХА)Л – испытательная (химико-аналитическая) лаборатория;
 КМХ – контроль метрологических характеристик;
 МПСА – микропроцессорная система автоматики;
 МПР – массовый преобразователь расхода;
 ПА – проботборник автоматический;
 ПВл – преобразователь влагосодержания;
 ПГ –погрешность;
 ПЗУ – пробо-заборное устройство;
 ПО – программное обеспечение;
 ПЛК – програмно-логический контроллер;
 ПП – преобразователь плотности;
 ПСП – приемо-сдаточный пункт;
 РВС – резервуар вертикальный стальной;
 РДП – районный диспетчерский пункт;
 РП – резервуарный парк;
 РСУ – резервная схема учета;
 СДКУ – система диспетчерского контроля и управления;

					Повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнечонскнефтегаз»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Алабин А.И.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки		
Руковод.		Бурков В.П.					
Рук. ООП		Брусник О.В.					
						Лит.	Лист
							10
							65
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А	

СИ – средство измерений;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СОИ – система обработки информации;

УПР – ультразвуковой преобразователь расхода;

УРСУ – узел резервной схемы учёта.

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ Р 51858 – 2002 «Нефть. Общие технические условия» .– М.: Госстандарт России, 2002.
2. ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.– М.: Стандартиформ, 2014.
3. Методика измерений массы нефти косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах вместимостью 5000 м3 по резервной схеме учета нефти на ПСП «Талаканское» ПАО «ВЧНГ». - И-37.01.00290-2015. ООО «Центр Экспертиз», 2015.
4. Методика измерений плотности нефти ареометром в химико-аналитической лаборатории пункта сдачи-приема «Талаканское» ПАО «ВЧНГ» при ведении учетных операций по резервной схеме» - И-37.01.00290-2015. ООО «Центр Экспертиз», 2015.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Оглавление

Введение.....	14
1 Назначение и состав СИКН №566.....	15
1.1 Назначение СИКН №566.....	15
1.2 Состав СИКН услуг №566.....	18
1.2.1 Блок измерительных линий.....	18
1.2.2 Блок измерений показателей качества нефти.....	19
1.2.3 Блок поверочной установки	21
1.2.4 Блок поверки ПУ	22
1.2.5 Блок фильтров	23
1.2.6 Система обработки информации	24
1.2.7 Система распределения электроэнергии.....	25
1.3 Технологическая схема и технологический режим перекачки нефти через СИКН № 566.....	25
1.4 Рабочие эталоны.....	35
1.5 Структурная схема СОИ СИКН № 566.....	37
1.6 Порядок взаимодействия с аналитической лабораторией.....	42
2 Резервная схема учёта нефти на ПСП «Талаканское».....	43
2.1 Существующие виды резервных схем учета нефти.....	43
2.2 Резервная схема учета нефти с применением ультразвукового расходомера.....	44
3 Выбор ультразвукового расходомера.....	53
3.1 Метод измерения и принцип действия ультразвуковых расходомеров.....	53
3.2 Универсальный 3-х элемент лучевой ультразвуковой расходомер для жидких продуктов UFM 3030 фирмы KROHNE	55
3.3 Ультразвуковой расходомер для коммерческого учета нефти и нефтепродуктов ALTOSONIC III производства KROHNE	57
3.4 Двухканальный ультразвуковой расходомер UFM 500 производства KROHNE	59

					Повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнечонскнефтегаз»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Алабин А.И.			Оглавление		
Руковод.		Бурков В.П.					
Рук. ООП		Брусник О.В.					
					Лит. Лист Листов		
					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

3.5 Сравнительный анализ ультразвуковых расходомеров.....	60
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	62
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	62
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений	63
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	66
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	66
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения научного исследования	67
4.2.3 Бюджет научно-технического исследования.....	72
4.2.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы	74
4.2.3.5 Накладные расходы.....	76
Заключение	80
5. Социальная ответственность.....	82
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
5.1.1 Производственная безопасность.....	84
5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	84
5.2.1 Повышенный уровень шума.....	84
5.2.2 Повышенный уровень общей вибрации.....	85
5.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	86
5.2.4 Повышенная влажность и загазованность рабочей зоны	86
5.2.5 Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм.....	87
5.2.6 Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов.....	88
5.2.7 Производственные факторы связанные с электрическим током	88
5.3 Экологическая безопасность	89
5.3.1 Защита селитебной зоны.....	89
5.1.1 Защита гидросферы.....	90
5.1.2 Защита атмосферы.....	90
5.1.3 Защита литосферы.....	91
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	91
Вывод по разделу	92
Заключение	94
Список факторов использованных заключение источников	95

					Повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнечонскнефтегаз»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Алабин А.И.			Оглавление		
Руковод.		Бурков В.П.					
Рук. ООП		Брусник О.В.					
					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		
					Лит.	Лист	Листов
						13	98

Введение

Сбережение энергоресурсов – одна из важнейших задач страны и мира на сегодняшний день. ПАО «Транснефть» является одним из ключевых элементов топливно-энергетического комплекса Российской Федерации, обеспечивающих организацию и осуществление транспортировки нефти и нефтепродуктов.

Актуальной проблемой является повышение достоверности учета нефти и нефтепродуктов на СИКН.

Система измерения количества и показателей качества нефти (СИКН) № 566 – система, предназначенная для автоматизированного коммерческого учета товарной нефти прямым методом динамических измерений, а также для определения качественных показателей нефти при ведении документов, предназначенных для операций учета товарной нефти между сдающей и принимающей сторонами, а также при проведении учетно-расчетных операций при транспортировке нефти и нефтепродуктов.

Целью данной дипломной работы является повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета нефти добавлением ультразвукового расходомера при отказе СИКН.

Задачами дипломной работы являются:

- анализ существующей резервной схемы учета нефти;
- изучение других реализаций резервных схем учета нефти;
- изучение ультразвуковых расходомеров нефти;
- обоснование внесения изменений в резервную схему учета нефти.

В ходе выполнения дипломной работы были использованы материалы ПАО «Транснефть» (отраслевые регламенты, паспорт ПСП, инструкции).

					Повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнечонскнефтегаз»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Введение					Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Аладин А.И.											
Руковод.	Бурков В.П.										14	98
Рук. ООП	Брусник О.В.									Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

1 Назначение и состав СИКН №566

1.1 Назначение СИКН №566

СИКН № 566 предназначена для автоматического измерения массы брутто нефти прямым методом динамических измерений с пределами допускаемой погрешности измерений $\pm 0,25$ %, определения показателей качества нефти и вычисления массы нетто нефти с пределами допускаемой погрешности измерений $\pm 0,35$ % (согласно ГОСТ Р 8.595).

СИКН № 566 обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти (плотности, содержания воды);
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверку СИ (МПР) на месте эксплуатации без прекращения учетных операций;
- КМХ СИ (МПР, ПП, ПВл) на месте эксплуатации без прекращения учетных операций;
- отбор объединенной пробы нефти по ГОСТ 2517 [5];
- получения двухчасовых, посменных, суточных и месячных, отчетов, актов приема-сдачи нефти и журналов регистрации показаний СИ с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство;

					Повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнечонскнефтегаз»						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Алабин А.И.			Назначение и состав СИКН №566	Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Бурков В.П.						15		98	
Рук. ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А					

– дистанционное управление запорно-регулирующей арматурой;

Основные технические и метрологические характеристики СИКН № 566 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные технические и метрологические характеристики СИКН № 566

Наименование характеристики/параметра	Обозначение/значение
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	0,2...1,13
Расход массовый минимальный, т/ч	100
Расход массовый максимальный, т/ч	1244
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	5...30
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы СИКН	Постоянный, автоматизированный
Режим работы ПУ	Периодический, автоматизированный
Способ КМХ МПР	1) с помощью контрольно-резервной ИЛ; 2) по стационарной ПУ
Способ поверки МПР	С помощью стационарной ПУ
Режим управления ЗА, регуляторами расхода ИЛ, регуляторами давления после СИКН	Автоматический и ручной (дистанционный, а также по месту)
Электроснабжение	380 В, 50 Гц 220 В, 50 Гц

Основные физико-химические характеристики рабочей среды в СИКН № 566 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные физико-химические характеристики рабочей среды

Наименование характеристики/параметра	Значение
Вязкость кинематическая, сСт ($\text{мм}^2/\text{с}$),	0...25
Плотность в рабочем диапазоне температуры нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$	830...870
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, $\text{мг}/\text{дм}^3$, не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.)	35,3...66,7 (265...500)
Массовая доля серы, %, не более	0,6
Массовая доля парафина, %, не более	6
Массовая доля сероводорода, млн^{-1} (ppm) , не более	20
Массовая доля метил-и этилмеркаптанов в сумме, млн^{-1} , (ppm), не более	40
Массовая доля хлорорганических соединений, млн^{-1} , (ppm) , не более	10,0

1.2 Состав СИКН № 566

Конструкция СИКН №566 выполнена по блочно-модульному принципу и состоит из конструктивно законченных блоков и системы:

- блок фильтров (далее – БФ);
- блок измерительных линий (далее БИЛ);
- блок измерения показателей качества нефти (далее – БИК);
- блок поверочной установки (далее – БПУ);
- блок поверки ПУ (далее – БППУ);
- блок промывки ПУ (далее – БПрПУ);
- система обработки информации (далее – СОИ).

1.2.1 Блок измерительных линий

Блок измерительных линий состоит из двух рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий.

В БИЛ предусмотрена закрытая дренажная система. Дренаж БИЛ выполнен в дренажную емкость неучтенной нефти ЕД – 25 (емкость 12,5 м³) и в дренажную емкость учтенной нефти ЕД – 26 (емкость 12,5 м³).

Контрольно-резервная ИЛ, с возможностью последовательного подключения с рабочими, с условным диаметром DN 200, входной и выходной коллекторы с условным диаметром DN 400, и линия подключения от ПУ с условным диаметром DN 200.

Конструктивно БИЛ выполнен в виде блочной конструкции заводской готовности. БИЛ размещен в помещении, оборудованном инженерными системами освещения, отопления, приточно-вытяжной вентиляции, контроля загазованности и обнаружения пожара.

Для обеспечения достоверности измерений и КМХ МПР по поверочной установке (ПУ), вся запорная арматура (ЗА), влияющая на результаты измерений, оборудована системами визуального контроля герметичности.

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В таблице 3 приведены СИ и основное технологическое оборудование БИЛ.

Таблица 3 – СИ и основное технологическое оборудование БИЛ

Наименование СИ, оборудования	Кол-во, шт.	Технические характеристики	*Допустимая погрешность, для СИ
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модель DS600 фирмы «Emerson» на ИЛ №№1,2, т/ч	2	100...680	±0,25 %
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модель DS600 фирмы «Emerson» на ИЛ №3, т/ч	1	100...680	±0,2 %
Термопреобразователь измерительный 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65, фирмы «Emerson Process Management, °C	3	644 Н: (-5...+35) 65: (-50...+450)	±0,2 °C
Преобразователь давления измерительный 3051TG фирмы «Fisher Rosemount MFG GmbH H&Co. OHG, Германия»	4	0...5,52	±0,5 %
Манометр показывающий для точных измерений ФТ модели МТИф, АО «ПО Физтех» г. Томск	4	0...1,6	±0,6 %
Термометр жидкостный стеклянный ASTM A300 «Labtex» мод. 63С, °C	4	-8...+32; цена деления 0,1	±0,2 °C
* В соответствии с МИ 3532-2015 Рекомендации «ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учётных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти» [13]. В замену казанных, могут применяться типы, марки СИ в соответствии с описанием типа СИКН № 566			

1.2.2 Блок измерений показателей качества нефти

Блок измерения показателей качества нефти (БИК) предназначен для оперативного контроля качества нефти с формированием и выдачей информации по плотности, влагосодержанию, давлению и температуре перекачиваемой нефти, ручного и автоматического отбора проб по ГОСТ 2517-2012[5], подключения устройства определения свободного газа, а также проведения поверки и КМХ преобразователя плотности, поточных влагомеров.

Конструктивно БИК представляет собой блок-бокс заводской

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

готовности, оборудованный инженерными системами освещения, обогрева, естественной и принудительной вентиляции, дренажной системой, системами пожарной сигнализации, контроля загазованности.

На входном коллекторе СИКН установлено ПЗУ, выполняющее постоянный отбор проб нефти из основного потока нефти, далее установлены индикаторы фазового состояния ИФС-1В-700М (№1, №2) предназначен для индикации и непрерывной регистрации наличия либо отсутствия свободного газа в потоке товарной нефти, транспортируемой по трубопроводу. На входном и выходном трубопроводах БИК установлены краны шаровые DN 50, PN 4,0 МПа с электроприводом «Аума».

Состав СИ и основное оборудование БИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Состав СИ и основное оборудование БИК

Наименование СИ, оборудования	Кол-во, шт.	Технические характеристики	*Допустимая погрешность, для СИ
Кран шаровой фланцевый	32	DN 50, PN 4,0МПа	-
Электроприводной шаровой кран-регулятор расхода DN 50, PN 4,0	2	DN 50, PN 4,0 МПа	-
Преобразователь плотности жидкости измерительный мод. 7835, кг/м ³	1	300...1100	±0,30 кг/м ³
Термопреобразователь измерительный 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65, фирмы «Emerson Process Management Temperature. Gmb H», Германия, °C	1	644 H: (-5...+35) 65: (-50...+450)	±0,2 °C
Преобразователь давления измерительный 3051TG фирмы «Fisher Rosemount MFG Gmb H&Co. OHG, Германия»	1	0...5,52	±0,5 %
Пробоотборник автоматический «Стандарт-А» с диспергатором, ООО «Бозна», л	2	5	-
Пробоотборник ручной «Стандарт-Р», ООО «Бозна»	1	-	-
Электронасос центробежный GSA 1,5x1x6HC-A3 18,9 бар, м ³ /ч	2	2,4...9,6	-
Бак для промывочной жидкости, м ³	1	0,15	-
Термостатирующий цилиндр, мм, МПа	1	219 6,3	-
Манометр показывающий для точных измерений ФТ модели МТИф, АО «ПО Физтех» г. Томск	1	0...1,6	±0,6 %

Продолжение таблицы 4

Манометр избыточного давления показывающий МПЗ-Уф, ЗАО «Манометр» г. Москва»	4	0...1,6	±2,5 %
Расходомер UFM3030K, «Krohne», м³/ч	2	0,9...20	±5,0 %
Термометр жидкостный стеклянный ASTM A300 «Labtex» мод. 63C, °C	1	-8...+32; цена деления 0,1	±0,2 °C
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм, % об. д. воды	2	0,01...2	±0,1 %
Преобразователь давления измерительный 3051TG фирмы «Fisher Rosemount MFG GmbH & Co. OHG, Германия»	1	0...5,52	±0,5 %
Манометр показывающий для точных измерений ФТ модели МТИф, АО «ПО Физтех» г.Томск	1	0...1,6	±0,6 %
Пробозаборное устройство щелевого типа	1	-	-
Индикатор фазового состояния ИФС-1В-700М, %	2	0...0,05	-
* В соответствии с МИ 3532-2015 Рекомендации «ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учётных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти» [13]. Взамен указанных, могут применяться типы, марки СИ в соответствии с описанием типа СИКН № 566			

1.2.3 Блок поверочной установки

Для поверки и контроля метрологических характеристик МПР в качестве стационарной ПУ применяется установка поверочная СР 18" фирмы «Daniel» 1-го разряда в комплекте с компаратором, датчиками давления и температуры. Для обеспечения требуемого режима поверки на отводящем трубопроводе ПУ установлен регулятор расхода. В качестве регулятора расхода используется шаровой кран-регулятор расхода РАРД.200.040.28-03Р DN 200, PN 4,0 МПа с ручным управлением, завод-изготовитель: ООО «ИК Энерпред-Ярдос». Конструктивно блок ПУ выполнен в виде отдельного блок-бокса, оборудованного инженерными системами освещения, обогрева, естественной и принудительной вентиляции, дренажной системой, системами пожарной сигнализации, контроля загазованности.

Состав СИ и основного оборудования блока ПУ приведен в таблице 5.

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Таблица 5 – Состав СИ и основного оборудования блока ПУ

Наименование СИ, оборудования	Кол-во, шт.	Технические характеристики	*Допустимая погрешность, для СИ
Установка поверочная СР 18" фирмы «Daniel», «Emerson» 1-го разряда, м ³ /ч	1	0,794...794	I или II разряда
Термометр жидкостный стеклянный ASTM A300 «Labtex» мод. 63С, °С	2	-8...+32; цена деления 0,1 °С	±0,2 °С
Термопреобразователь измерительный 3144Р в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65, фирмы «Emerson Process Management Temperature. Gmb Н», Германия, °С	1	-5...+35	±0,2 °С
Манометр показывающий для точных измерений ФТ модели МТИф, АО «ПО Физтех» г. Томск	3	0...1,6	±0,6 %
Преобразователь давления измерительный 3051TG фирмы «Fisher Rosemount MFG Gmb Н&Co. OHG, Германия»	2	0...5,52	±0,5 %
Преобразователь давления измерительный 3051CG фирмы «Fisher Rosemount MFG Gmb Н&Co. OHG, Германия»	1	0...13,79	±0,5 %
Шаровой кран-регулятор расхода РАРД.200.040.28-03Р	1	DN 200 PN 4,0 МПа	-
* В соответствии с МИ 3532-2015 Рекомендации «ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учётных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти» [13]. Взамен указанных, могут применяться типы, марки СИ в соответствии с описанием типа СИКН№ 566			

1.2.4 Блок поверки ПУ

Блок поверки состоит из эталонного мерника емкостью 120 дм³, накопительной емкости 1,2 м³, циркуляционного насоса и расходомера.

В качестве запорной арматуры блока поверки ПУ применены полнопроходные запорные шаровые краны ЗАРД.050.016.21-03Р, DN 50, PN 1,6 МПа, завод-изготовитель: ООО «ИК Энерпред-Ярдос».

Блок поверки ПУ располагается в отдельном блок-боксе, оборудованном инженерными системами освещения, обогрева, естественной вентиляции.

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Состав СИ и основного оборудования блока поверки ПУ приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Состав СИ и основного оборудования блока поверки ПУ

Наименование СИ, оборудования	Кол-во, шт.	Технические характеристики	*Допустимая погрешность, для СИ
Мерник металлический эталонный 1 разряда «М», дм ³	1	120	±0,02%
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, °С	2	0...+55; цена деления 0,1 °С	±0,2 °С
Насос вихревой консольный ВК 2/26А, м ³ /ч	1	7,2	-
Ёмкость-хранилище для воды, м ³	1	1,2	-
Счетчик нефти турбинный, м ³ /ч	1	1,6...8	±2,5 %
Манометр избыточного давления показывающий МПЗ-УфЗАО «Манометр» г. Москва»	2	0...1,6	±1,5 %
* В соответствии с МИ 3532-2015 Рекомендации «ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учётных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти» [13]. Взамен указанных, могут применяться типы, марки СИ в соответствии с описанием типа СИКН № 566			

1.2.5 Блок фильтров

Блок фильтров установлен на входе СИКН и состоит из трех линий DN 250, входного и выходного коллектора DN 400.

Состав СИ и основного оборудования блока фильтров приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Состав СИ и основного оборудования блока фильтров

Наименование СИ, оборудования	Кол-во, шт.	Технические характеристики	*Допустимая погрешность, для СИ
Фильтры МИГ-ФБ-200-4,0	3	DN 200, PN 4,0 МПа	-
Задвижки ЗКЛ2-250-40 ХЛ DN 250; PN 4,0, МПа	6	DN 200, PN 4,0 МПа	-
Преобразователь давления измерительный 3051CD фирмы «Fisher Rosemount MFG GmbH H&Co. OHG, Германия»	3	0...2,07	±2,5 %
Манометр показывающий для точных измерений ФТ модели МТИф, АО «ПО Физтех» г. Томск	1	0...1,6	±0,6 %

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Продолжение таблицы 7

Манометр избыточного давления показывающий МПЗ-Уф, ЗАО «Манометр» г. Москва	6	0...1,6	±2,5 %
Преобразователь давления измерительный 3051TG фирмы «Fisher Rosemount MFG GmbH H&Co. OHG, Германия»	1	0...5,52	±0,5 %
* В соответствии с МИ 3532-2015 Рекомендации «ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учётных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти» [13]. Взамен указанных, могут применяться типы, марки СИ в соответствии с описанием типа СИКН № 566			

1.2.6 Система обработки информации

Система обработки информации (СОИ) с «горячим» резервированием является распределенной системой обработки информации.

СОИ предназначена для автоматизированного выполнения функций сбора, обработки, отображения, регистрации информации по учёту нефти и управления режимами работы СИКН и реализована в составе комплекса аппаратных средств, установленного в операторной СИКН. СОИ состоит из:

- Шкаф ИВК;
- Шкаф ПЛК;
- АРМ оператора СИКН № 566 основной;
- АРМ оператора СИКН № 566 резервный;
- АРМ информационной безопасности;
- Принтер матричный;
- Сетевой лазерный принтер;
- Комплект носителей программного обеспечения.

АРМ оператора СИКН (основной, резервный) расположены в помещении операторной СИКН № 566. АРМ оператора СИКН укомплектованы соответствующим ПО, мониторами, клавиатурами, манипуляторами «мышь» и принтером. АРМ оператора СИКН предназначены для отображения на мониторе мнемосхемы СИКН № 566, текущих технологических и качественных параметров нефти (давление, расход, температура, плотность, содержание воды),

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

измеренных и вычисленных СОИ, архивной информации, формирования отчетных документов и вывода их на печать.

1.2.7 Система распределения электроэнергии

СРЭ предназначена для электроснабжения и управления оборудованием СИКН № 566.

Электроснабжение оборудования, СОИ СИКН осуществляется от ИБП, выполняющего роль резервного источника электроснабжения в случае кратковременного отключения внешнего электроснабжения на период не менее двух часов. ИБП, установленный в ЩСУ, обеспечивает электропитание блоков СОИ, осуществляющих непрерывность процесса учета нефти (шкафы ИВК, ПЛК, АРМ оператора СИКН основной/резервный).

1.3 Технологическая схема и технологический режим перекачки нефти через СИКН № 566

Технологическая схема СИКН № 566 приведена на рисунке 1.

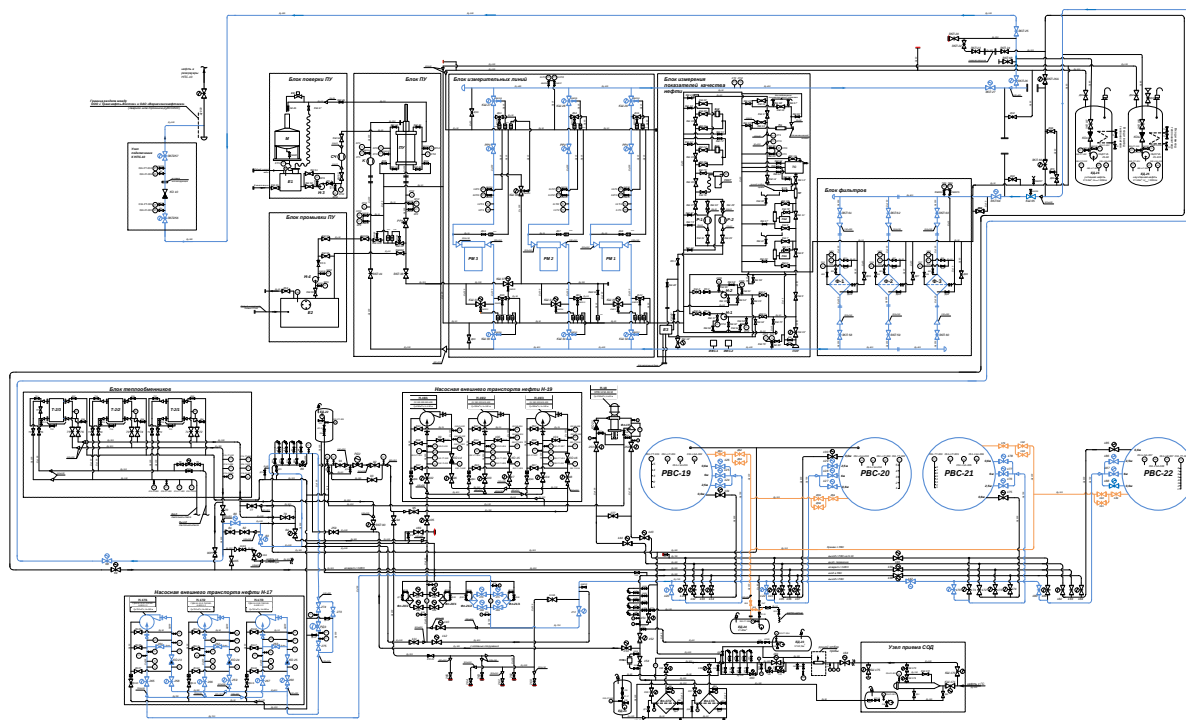


Рисунок 1 – Технологическая схема учёта нефти на ПСП «Талаканское»

Назначение и состав СИКН №566					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	25

Описание технологической схемы и технологического режима перекачки нефти через СИКН:

- технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не должна допускать неконтролируемые пропуски и утечки нефти;
- в зависимости от схемы приема–сдачи нефти ряд задвижек должен быть опломбирован пломбами «принимающей» и «сдающей» сторон;
- порядок установки, снятия пломб на задвижках, ответственность за их сохранность определены настоящей инструкцией;
- задвижки, не герметичность и перетоки через которые могут повлиять на достоверность результатов измерения массы нефти, должны иметь устройство для визуального контроля герметичности.

Технологическая схема СИКН состоит из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерения показателей качества, блока ПУ, блока промывки ПУ, блока поверки ПУ.

Блок фильтров предназначен для защиты оборудования СИКН от воздействия твердых механических примесей. Установлен на входе в СИКН и состоит из: двух коллекторов DN 400, трех фильтров МИГ-ФБ-200-4,0 (двух рабочих и одного резервного) и шести задвижек. При достижении предельно допустимого перепада давления на фильтре, выполняется его чистка, которая выполняется после перехода на резервный фильтр.

Технологическая схема БФ СИКН №566 представлена на рисунке 2.

В БИЛ обеспечивается измерение массы нефти с помощью МПР, а также значения давления и температуры нефти в линии БИЛ.

Сигналы от преобразователей расхода, давления и температуры поступают в ИВК (основной, резервный), где выполняется вычисление объемного и массового расхода нефти.

В период проведения опережающей откачки допускается временная эксплуатация СИКН без обеспечения 30% запаса резервных линий, без превышения максимального суммарного расхода по СИКН в соответствии с

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

описанием типа и свидетельствами о поверке МПР каждой ИЛ.

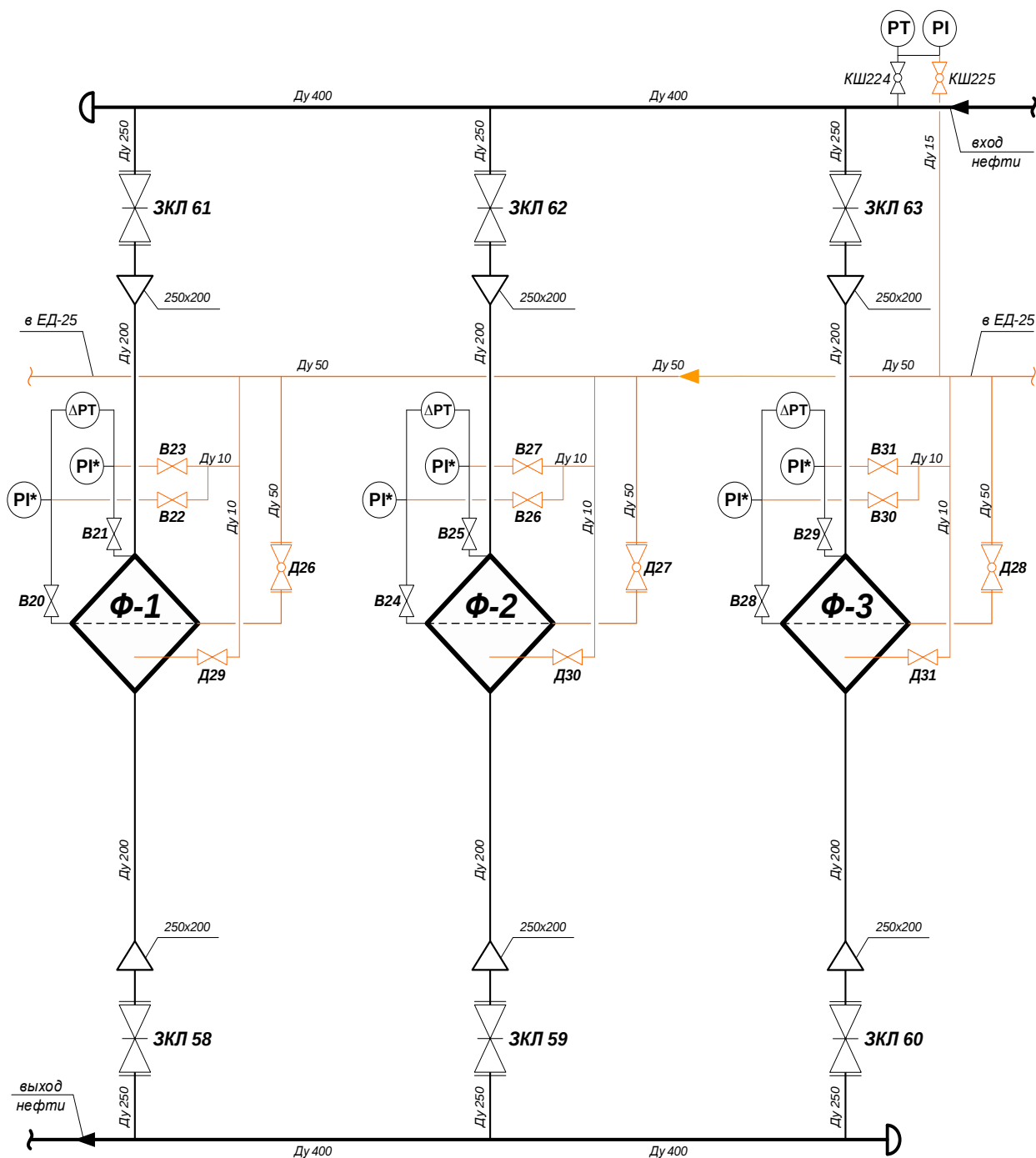


Рисунок 2 – Технологическая схема БФ СИКН №566

Для уведомления о запуске в работу третьей ИЛ оператор ПСП направляет факсограмму в РДП «Ленск» с указанием причины включения третьей ИЛ.

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технологическая схема БИК СИКН №566 представлена на рисунке 3.

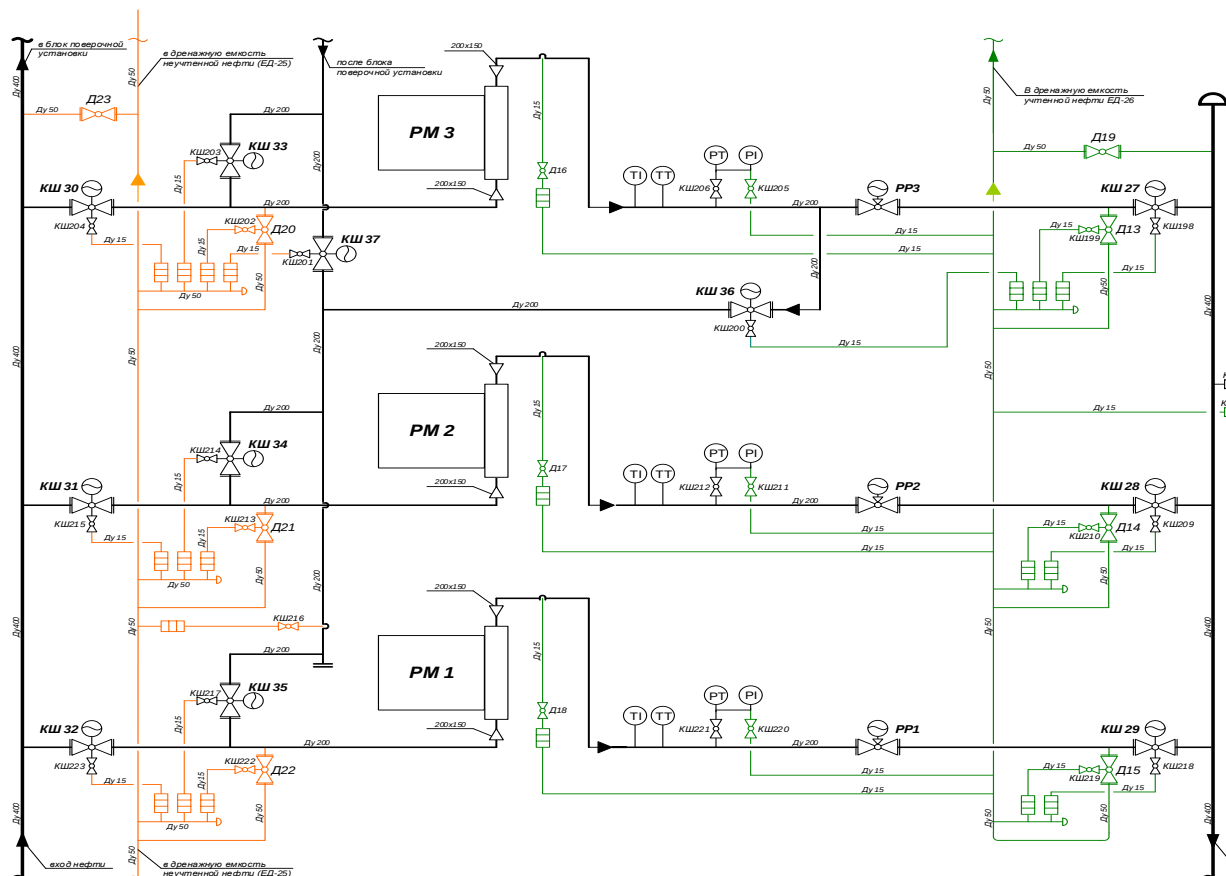


Рисунок 3 – Технологическая схема БИК СИКН №566

БИК предназначен для автоматизированного измерения показателей качества нефти, автоматического и ручного отбора проб нефти для лабораторного анализа.

Входной нефтепровод БИК подключен к ПЗУ щелевого типа, находящемуся на входном коллекторе СИКН.

На технологической линии БИК установлены: насосы, ПП, ПА, диспергатор с ручным пробоотборником, ПВл, УПР, а также преобразователи температуры и давления, термометр и манометры.

ПП, ПВл, УПР снабжены байпасными линиями.

Технологическая обвязка основного и резервного ПВл выполнена последовательно и обеспечивает возможность вывода из работы каждого прибора, не нарушая непрерывную работу технологической линии БИК.

Назначение и состав СИКН №566					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	28

В технологической схеме БИК основной и резервный ПА обязаны последовательно, один из пробоотборников является основным, а второй – резервным. Переключение пробоотборника с основного на резервный производит оператор. Каждая система пробоотбора имеет накопительную емкость (пробоприемник) номинальным объемом 5 дм³, а также переносные емкости (пробосборники) номинальным объемом 5 дм³.

Реализована возможность ручного отбора проб с помощью ручного пробоотборника, установленного на отдельном диспергаторе и включенного в технологическую линию БИК последовательно после ПА.

В блоке контроля качества смонтирована система промывки закрытого типа. Промывку БИК производят перед проведением поверки средств измерения БИК, а также выполняют внеплановую промывку в случае выхода за пределы нормированных метрологических характеристик средств измерений, расположенных в БИК при проведении КМХ. Промывка линии БИК выполняется только в период остановки перекачки нефти через СИКН № 566.

На время промывки БИК отсечными шаровыми кранами (КШ15, КШ16), отключают БИК от трубопровода.

Сбор дренируемой нефти осуществляется со всех участков трубопроводов в заглубленную дренажную емкость. Заполняют бак промывочной жидкостью. Затем заполняют промывочной жидкостью весь объем трубопроводов БИК, стравливая воздух через воздушный вентиль и доливая промывочную жидкость в бак. После заполнения всего объема БИК включают насос Н-1 или насос Н-2 на 30 минут. После промывки промывочную жидкость сливают в дренажную систему, и подключают БИК к ЩПУ. Контроль параметров нефти после подключения БИК производят не ранее, чем через 30 минут.

В режиме эксплуатации СИКН нефть предварительно поступает в блок фильтров, далее через входной коллектор измерительных линий и краны шаровые КШ31, КШ32 поступает в рабочие измерительные линии далее пройдя

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

первичные преобразователи МПР1 и МПР2, регуляторы расхода РР1 и РР2, краны шаровые КШ28 и КШ29, поступает в выходной коллектор блока измерительных линий и в выходной коллектор СИКН. При этом краны шаровые КШ27, КШ30, КШ33, КШ37 должны быть закрыты и проверены на герметичность.

Часть нефти из входного трубопровода СИКН поступает в БИК через ПЗУ щелевого типа и кран шаровой КШ15. Прокачка нефти через БИК производится одним из насосных агрегатов Н-1, Н-2 (один в работе, второй в резерве). Далее нефть последовательно проходит через один из двух автоматических пробоотборников ПА-1 или ПА-2 (один в работе, второй в резерве), ручной пробоотборник РП, термостатирующий цилиндр ТС (во время проведения КМХ поточного плотномера), преобразователь плотности ПП, последовательно через два поточных влагомера Вл1 или Вл2 и через один из двух ультразвуковых расходомеров Р-1 или Р-2, обратный клапан КО-3. Постоянно в работе находится только один из поточных влагомеров, второй отключен (обесточен) и находится в горячем резерве.

Возврат нефти из БИК производится во входной трубопровод СИКН через кран шаровой КШ16.

Диапазон расходов нефти через БИК принят равным (3,0...9,6) м³/ч на основании расчета расхода нефти через ПЗУ с учётом:

- технических характеристик поточных приборов измерений показателей качества нефти (работа поточного влагомера без отклонения его метрологических характеристик от установленных величин обеспечивается при расходе не менее 3,0 м³/ч);

- технических характеристик электронасоса центробежного GSA 1,5x1x6НС-А3 – (2,4...9,6) м³/ч;

- ГОСТ 2517-2012 [5], согласно которому фактическое значение расхода может отличаться от расчетного в два раза в большую и на половину в меньшую сторону.

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Изокинетичный режим обеспечивается регулированием расхода через линию качества БИК с помощью блоков частотного регулирования, установленных на насосах.

Технологическая схема БИК СИКН №566 представлена на рисунке 4.

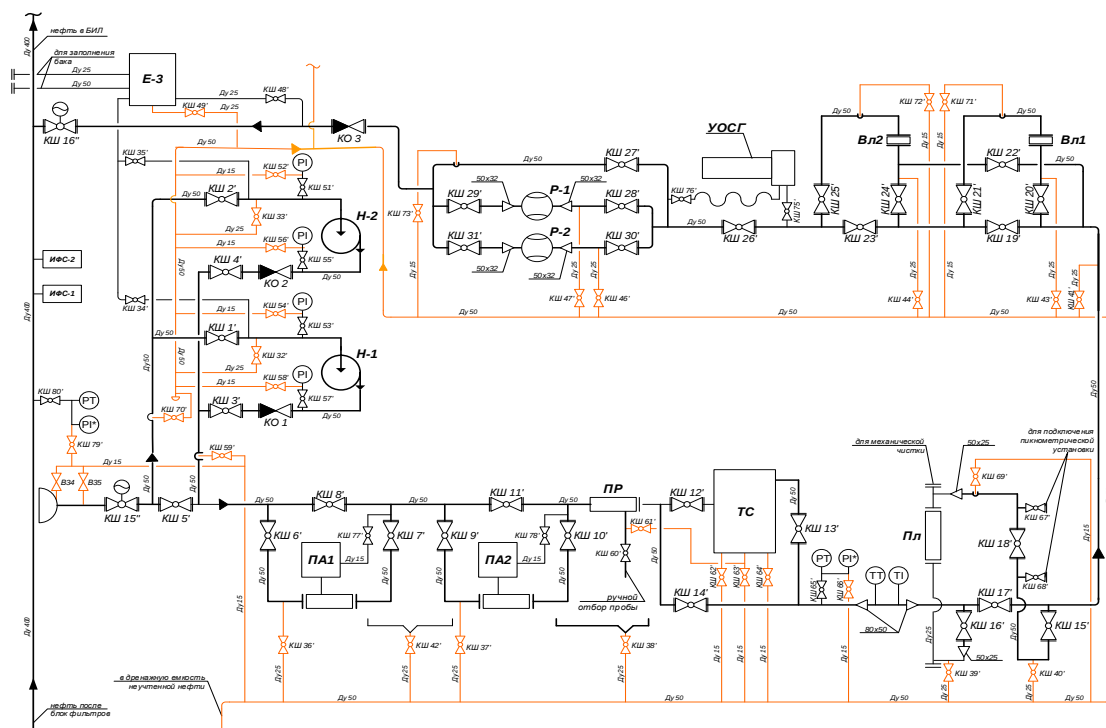


Рисунок 4 – Технологическая схема БИК СИКН №566

При остановке перекачки нефти через СИКН, закрывают запорную арматуру на узле постоянного подключения (ЗКЛ256, ЗКЛ257), на площадке переключающей арматуры (ЗКЛ25), в блоке измерительных линий (КШ27, КШ28, КШ29, КШ30, КШ31, КШ32). При возобновлении перекачки через СИКН, запорная арматура открывается в обратном порядке.

При неисправности рабочей измерительной линии технологическая схема позволяет обеспечить переход на контрольно-резервную измерительную линию, при этом поток нефти переключают на контрольно-резервную измерительную линию, краны шаровые на входе и выходе контрольно- резервной измерительной линии открываются (КШ30, КШ27), а краны шаровые на входе и выходе неисправной рабочей измерительной линии закрываются.

(КШ32, КШ29 для ИЛ-1 и КШ31, КШ28 для ИЛ-2). При переключениях с одной измерительной линии на другую необходимо производить контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на достоверность учетных операций, с отражением в оперативном журнале.

Поверка МПР по ПУ производится следующим образом: часть нефти, пройдя входной коллектор БИЛ, через открытую задвижку ЗКЛ41 поступает на ПУ, далее через ЗКЛ38 и КШ33 (при закрытых КШ27, КШ30 и КШ37) поступает на контрольно-резервную линию, пройдя МПР3 через КШ36 поступает на одну из рабочих измерительных линий через КШ34 или КШ35, далее через МПР1 или МПР2, через регулятор расхода РР1 или РР2, и через КШ28 или КШ29 поступает в выходной коллектор (при закрытом КШ31 или КШ32). Все закрытые краны шаровые должны быть визуально проверены на герметичность по индикатору протечек. Учёт нефти при поверке рабочих МПР ведется по контрольно-резервному МПР, а при поверке контрольно-резервного – по-рабочему. При этом одна из рабочих измерительных линий может находиться в рабочем режиме (для ИЛ-1 открыты КШ32, КШ29 и закрыт КШ35, для ИЛ-2 открыты КШ31, КШ28 и закрыт КШ34) и по ней может производиться сдача нефти. КШ40, КШ42, КШ43, КШ44, в блоке ПУ должны быть закрыты.

Поверка ПУ производится в соответствии с утвержденной методикой поверки с применением эталонного мерника 1 разряда и воды (по нормам на питьевую воду, установленным на территории РФ), допускается использовать воду подземных и поверхностных источников, имеющую мутность не более 1500 мг/дм³. При проведении поверки необходимый расход воды устанавливают с помощью насоса Н-3 стенда поверки ПУ и шаровых кранов КШ50, КШ51 и КШ53. Значение расхода определяют по счетчику нефти турбинному МИГ-32Ш-1,6. В качестве источника воды используется емкость-хранилище Е-1. Поток воды проходит ПУ через вентили КШ40, КШ42, КШ43, КШ44, при этом шаровые задвижки ЗКЛ41, ЗКЛ38, КШ №№ 184, 185 должны быть закрыты, а КШ39 и КШ169 закрыты и проверены на герметичность.

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Заполнение мерника происходит через вентиль КШ46 и соленоидный клапан (КЭ). Открытие и закрытие вентиля КШ46 производится вручную, а соленоидного клапана автоматически. Для поддержания уровня воды в мернике и осуществления дренажа используется вентиль КШ48.

Технологическая схема блока ПУ СИКН №566 представлена на рисунке 5.

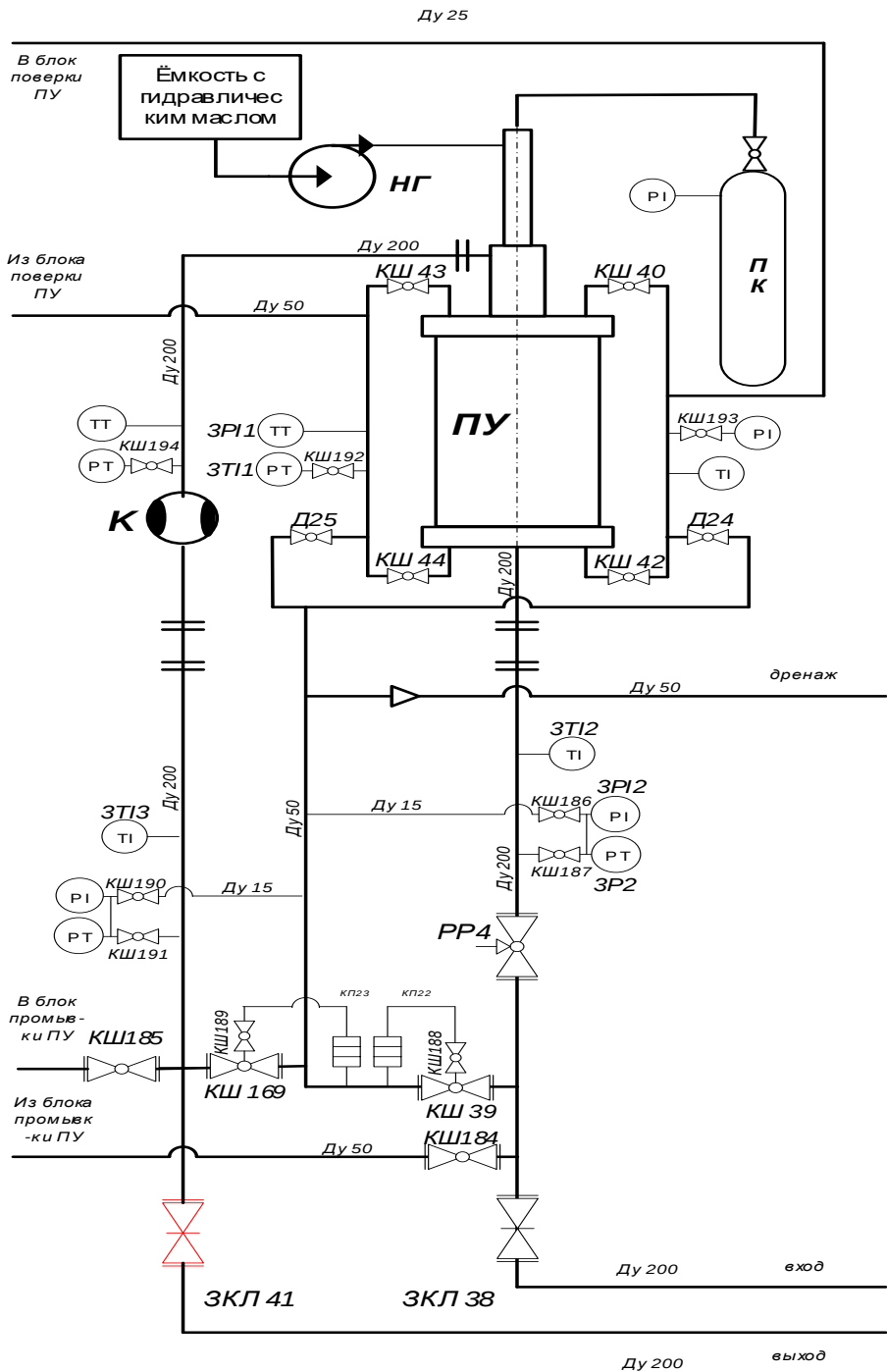


Рисунок 5 – Технологическая схема блока ПУ СИКН №566

Сливная труба с мерника должна быть расположена над емкостью Е-1 так, чтобы можно было наблюдать за отсутствием утечек воды через вентиль КШ48 при определении объема воды в мернике. Для определения температуры и давления воды на входе и выходе ПУ установлены термометры и манометры (ЗТІ1, ЗРІ1).

Технологическая схема блока поверки ПУ СИКН №566 представлена на рисунке 6.

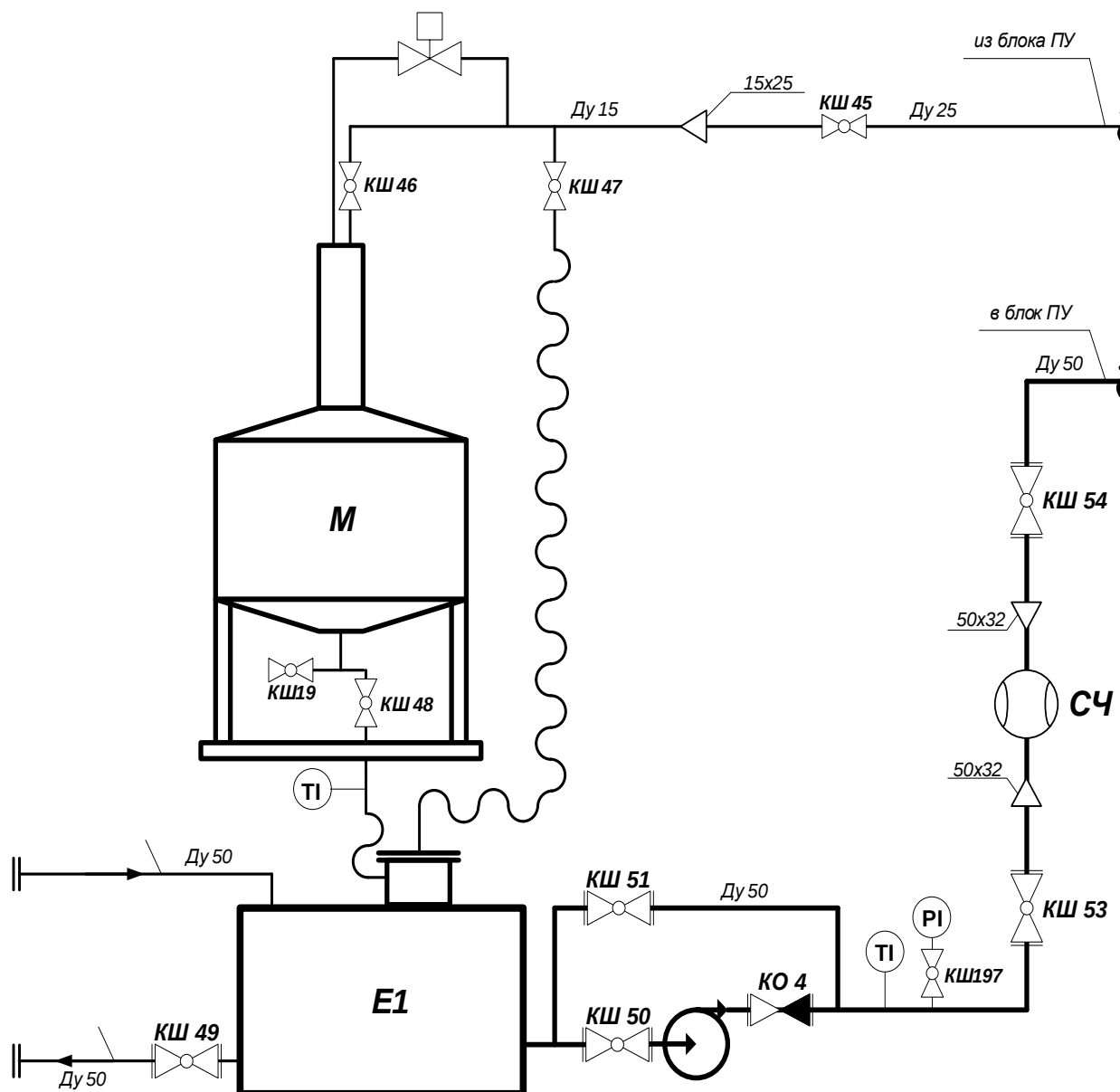


Рисунок 6 – Технологическая схема блока поверки ПУ СИКН №566

Промывку ПУ необходимо проводить перед поверкой ее по стенду. С ПУ необходимо дренировать нефть через шаровые краны КШ39 и КШ169 в дренажную систему неучтенной нефти, при этом краны шаровые и задвижки ЗКЛ41, ЗКЛ38 должны быть закрыты. Затем ПУ промывается моющим раствором и далее водой (по нормам на питьевую воду, установленным на территории РФ), допускается использовать воду подземных и поверхностных источников, имеющую мутность не более 1500 мг/дм³.

При промывке ПУ в емкость Е-2 моющий раствор и вода подводится передвижными средствами.

Для промывки, из емкости Е-2 насосом Н-4 моющий раствор подается через кран шаровой КШ1-85 в ПУ, пройдя которую через кран шаровой КШ184 возвращается в емкость Е-2 и через кран шаровой Д58 отводится передвижными средствами. После завершения промывки раствором, ПУ промывается водой по аналогичной схеме.

Перечень запорной арматуры, которая должна быть проверена на герметичность и/или опломбирована, утверждается отдельным документом принимающей и сдающей сторонами.

1.4 Рабочие эталоны

В качестве рабочего эталона для поверки и КМХ МПР на месте эксплуатации применяется стационарная ПУ – установка поверочная СР 18” фирмы «Daniel», «Emerson» в комплекте с компаратором, датчиками давления и температуры, а также преобразователь плотности жидкости измерительный мод. 7835, установленный в БИК. Оборудование размещается в блоке ПУ.

Основные технические характеристики ПУ приведены в таблице 8.

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Таблица 8 – Основные технические характеристики ПУ

Параметр	Значение
Диаметр условный, мм	444,5
Номинальное значение вместимости измерительного участка, дм ³	120
Пределы допускаемой относительной погрешности, %	±0,05 – для объемных расходомеров; ±0,09 – для МПР
Минимальный расход жидкости, м ³ /ч	0,794
Максимальный расход жидкости, м ³ /ч	794
Среднее квадратичное отклонение случайной составляющей погрешности определения вместимости измерительного участка, %	0,015
Габаритные размеры, мм	4900x1930x1420
Вес, кг	3311

В качестве рабочего эталона для поверки ПУ применяется мерник металлический эталонный 1 разряда «М» фирмы «Seraphin Test Measure Co» с пределами допускаемой относительной погрешности измерений объема ±0,02 %.

В качестве рабочего эталона для поверки ПВл используют эталонный влагомер лабораторный.

Средства измерений, непосредственно участвующие в определении количества и качества нефти, должны быть поверены в установленном порядке и иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки.

Рабочие эталоны должны быть аттестованы в установленном порядке, иметь действующие свидетельства о периодической аттестации эталонов единиц величин, подтверждающие их соответствие государственным поверочным схемам об аттестации эталона.

Содержание и применение эталонов единиц величин осуществляется в соответствии с правилами содержания и применения эталонов единиц величин и государственными поверочными схемами.

Поверку преобразователей давления, температуры, манометры, термометры осуществляют аккредитованные на проведение поверки СИ в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации юридические лица и индивидуальные предприниматели.

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

1.5 Структурная схема СОИ СИКН № 566

СОИ является распределенной системой обработки информации.

СОИ обеспечивает:

- сбор и обработку информации со всех первичных преобразователей расхода, плотности, влагосодержания, температуры, давления;
 - подачу управляющих сигналов на элементы управления СИКН, а также контролирует диапазон измеряемых величин. При выходе значения сигнала за пределы рабочего диапазона, обеспечивает отработку аварийных алгоритмов;
 - автоматизированное выполнение контроля метрологических характеристик МПР без нарушения процесса измерений;
 - хранение и отображение на экране монитора измеренных и расчетных значений контролируемых параметров, управление с операторской станции электроприводной арматурой и циркуляционными насосами;
 - защиту системной информации от несанкционированного доступа программными средствами и механическим пломбированием соответствующих конструктивных элементов и блоков;
 - самодиагностику измерительных линий и блоков обработки информации;
 - ведение и архивирование журнала событий системы (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы и ее элементов) по соответствующим формам.
 - передачу данных в канал связи МПСА НПС-10 и СДКУ ООО «Транснефть-Восток» по протоколу MODBUS RTU через интерфейс RS485.
- Контроллер измерительный FloBoss S600+ выполняет следующие основные функции по приему и обработке информации:
- измерение информативных параметров входных электрических сигналов, поступающих от измерительных преобразователей;

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

- контроль значений измеренных информативных параметров входных электрических сигналов;
- преобразование измеренных выходных сигналов первичных преобразователей расхода, давления, температуры и других преобразователей с выходными сигналами напряжения, силы тока, частоты, или импульсными сигналами в значения инженерных величин;
- вычисление массы нефти по результатам прямого метода динамических измерений расходомерами в соответствии с ГОСТ Р 8.595 [6];
- управление пробоотборным устройством;
- управление поверочными операциями и операциями КМХ;
- создание и ведение архивов учетной информации с возможностью просмотра и печати;
- сигнализация при отказе преобразователей, при выходе параметров за установленные пределы и при сработке внутренних контуров самодиагностики;
- управление и обмен данными с подчиненными устройствами по цифровым каналам связи;
- передача информации в системы более высокого уровня по имеющимся интерфейсам связи.

Контроллер управления вспомогательными системами Rockwell Automation «Control Logix 1756-PA75» выполняет функции, связанные с контролем и управлением технологическими процессами СИКН:

- преобразование измеренных выходных сигналов первичных преобразователей от датчиков давления и температуры на входе и выходе блока фильтров, датчиков и сигнализаторов перепада давления, вторичных приборов загазованности и пожара, индикатора фазового состояния, датчика температуры воздуха в помещениях СИКН;
- контроль и сигнализацию предельных значений измеряемых сигналов;

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

- управление электроприводной регулирующей и запорной арматурой с блоками управления AUMA MATIC с помощью алгоритмов автоматического регулирования. С блока управления приводом в контроллер вводятся сигналы конечных положений и сигнал положения регулятора;

- управление инженерными системами принудительной вентиляции;
- выдача в блоки частотного регулирования управляющих сигналов для регулирования расхода в БИК.

Каждое АРМ оператора СИКН (основное, резервное) обеспечивает:

- отображение в реальном масштабе времени текущих значений измеренных параметров;

- просмотр в реальном масштабе времени режимов работы каждой ИЛ и измерительных преобразователей;

- просмотр пределов измеряемых величин;

- автоматическое построение, отображение и печать графиков измеряемых величин (трендов);

- оповещение персонала о нарушениях технологического режима и аварийных ситуациях (вывод сообщения на экран, подача звукового сигнала);

- регистрацию в журналах: пришедших, ушедших, квитируемых сообщений, процесса, действий оператора;

- автоматизированное управление и технологический контроль над работой оборудования;

- установку режимов работы измерительных линий;

- управление электроприводами ЗА и регулирующей арматуры СИКН № 566;

- изменение уставок по расходу, давлению и т.д., влияющих на управление технологическим оборудованием СИКН № 566;

- прием параметров из ИВК СИКН № 566 за отчетный период (суммарного объемного расхода, массы брутто нефти, средневзвешенных значений плотности, температуры, давления);

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- вычисление суммарного балласта на основе измерений поточными анализаторами или данных проведенного анализа проб нефти, полученных в И(ХА)Л.
- вычисление массы нетто нефти с использованием значений составляющих суммарного балласта;
- хранение и печать отчетных документов;
- формирование отчетов за 2 ч, смену, сутки, месяц в автоматическом режиме и по запросу;
- формирование паспорта качества нефти;
- формирование актов приема-сдачи нефти для валовых объемов нефти и для оформления партий нефти;
- формирование и печать протоколов поверки, КМХ (тип ввода данных ручной или автоматический);
- создание, ведение и хранение архивов отчетов с возможностью просмотра и печати;
- привилегированный доступ при помощи паролей по уровням управления и работы с программой;
- заполнение шаблонов отчетных документов.

Для резервирования электропитания используется источник бесперебойного питания, расположенный в электрощитовом помещении операторной и обеспечивающий автономную работу СОИ в течение не менее 2 часов после отключения основного источника питания.

Резервное АРМ оператора СИКН является АРМом принимающей стороны и используется оператором принимающей стороны. В случае отказа основного АРМ оператора резервное АРМ оператора используется оператором сдающей стороны.

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

1.6 Порядок взаимодействия с аналитической лабораторией

Аккредитованная в национальной системе аккредитации в соответствии с Федеральным законом № 412-ФЗ [1] и соответствующая ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009 [12] и критериям аккредитации, утвержденным приказом Минэкономразвития от 30.05.2014 № 326 [16] и зарегистрированная в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации, И(ХА)Л расположена на территории СИКН.

Основной задачей аккредитованной И(ХА)Л является проведение испытаний нефти на соответствие требованиям ГОСТ Р 51858[4] в соответствии с областью аккредитации, получение объективных и достоверных результатов испытаний нефти.

Определение показателей качества нефти производится в аккредитованной в установленном порядке испытательной (химико-аналитической) лаборатории ПСП «Талаканское» АО «ВЧНГ», под контролем представителей филиала «Ленское РНУ» ООО «Транснефть-Восток».

Показатели качества нефти определяют стандартизированными лабораторными методами в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» [4].

Результаты испытаний отобранной пробы представители АО «ВЧНГ» и филиала «Ленское РНУ» ООО «Транснефть-Восток» вносят посредством ПО АРМ оператора СИКН в паспорт качества на сдаваемую партию нефти, который после вывода на печать подписывается представителями обеих сторон, прикладывается к акту приема-сдачи нефти и является его неотъемлемой частью.

На основании графиков проведения КМХ ПП и ПВл, а также по требованию сдающей или принимающей стороны И(ХА)Л участвует в проведении КМХ ПП и ПВл. При проведении КМХ ПВл в И(ХА)Л производят определение массовой доли воды в пробах, отобранных оператором. При проведении КМХ ПП персонал И(ХА)Л производит определение плотности

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефти в БИК.

1.6 Порядок взаимодействия с организацией, проводящей техническое обслуживание СИКН № 566 и ПУ

Ответственность за техническое состояние и метрологическое обеспечение СИКН № 566 несет лицо, назначенное приказом по АО «ВЧНГ». Техническое обслуживание технологического и электротехнического оборудования производится специалистами АО «ВЧНГ».

Техническое обслуживание средств измерений СИКН производится специалистами подрядной организации, с которой заключен соответствующий договор на оказание данных услуг (далее – Подрядчик по ТО СИ), в объеме, предусмотренном договором и утвержденными технологическими картами ТО.

Порядок технического обслуживания, организация работ, взаимоотношения сторон, их зоны ответственности при эксплуатации СИКН № 566 определены согласно МИ 2775 «ГСИ. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе» [14], МИ 2837 «Приёмо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение» [15].

Работы по техническому обслуживанию СИКН № 566 представители Подрядчика по ТО СИ проводят в соответствии с утвержденными технологическими картами ТО и графиками технического обслуживания.

Все работы, проводимые на ПСП вне зависимости от того, какой службой (собственные силы или подрядчик) проводят, фиксируют в оперативном журнале с указанием даты и времени начала и окончания работ, номера наряда-допуска или распоряжения, ответственного за проведение работ, результата проведения работ. Полнота и качество изложения сведений о выполненных работах обеспечивают прослеживаемость технического состояния.

					Назначение и состав СИКН №566	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

2 Резервная схема учёта нефти на ПСП «Талаканское»

2.1 Существующие виды резервных схем учета нефти

Резервные схемы учета нефти и нефтепродуктов, которые в настоящее время применяются добывающими и транспортирующими предприятиями можно разделить на три типа:

- измерение мерами вместимости (резервуары, танки наливных судов, железнодорожные цистерны);
- измерение мерами полной вместимости (автоцистерны, прицепы-цистерны);
- измерение динамическим способом;

При измерениях массы нефти мерами вместимости применяют косвенный метод статических измерений, основанный на измерениях объема продукта мерами вместимости, и плотности продукта, измеренной с использованием ареометров или лабораторного плотномера (в химико-аналитической лаборатории (ХАЛ) по объединенной пробе, отобранной согласно ГОСТ 2517-12 [5]). Относительная погрешность данного метода учета нефти не превышает 0,65% по массе брутто и 0,75 % по массе нетто.

При измерениях расходомерами по байпасам, как и по основной схеме, применяют косвенный метод динамических измерений, измеряя объем продукта различными расходомерами и плотность преобразователями плотности, а также ареометрами или лабораторным плотномером (в ХАЛ по объединенной пробе, отобранной из трубопровода согласно ГОСТ 2517-12 [5]). Относительная погрешность данного метода учета нефти не превышает 0,56 % по массе брутто и 0,58 % по массе нетто.

					Повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнечонскнефтегаз»						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Аладин А.И.			Резервная схема учёта нефти на ПСП «Талаканское»	Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Бурков В.П.						43		98	
Рук. ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А					

Сравнив относительные погрешности резервных схем при измерении массы нефти с применением мер вместимости и применении расходомеров по байпасам, можно сделать вывод, что наиболее точным и достоверным является учет нефти по резервной схеме с применением расходомеров.

2.2 Резервная схема учета нефти с применением ультразвукового расходомера

Резервная схема учета нефти с применением ультразвукового расходомера может быть реализована в виде отдельной линии, на которой установлены преобразователь расхода, манометры, термометры, датчики давления и температуры. Режим работы такой резервной схемы учета нефти постоянный, она работает одновременно с основной схемой учета, переход на учет нефти по резервной схеме учета осуществляют в случае невозможности ведения коммерческого учета по основной схеме.

В основе учета нефти по такой резервной схеме лежит косвенный метод динамических измерений по результатам измерений:

- объема нефти с помощью ПР (расходомера);
- плотности нефти при работающем оперативном БИК определяется поточным плотномером, а при отключенном – в ХАЛ по точечной пробе, отобранной согласно ГОСТ 2517-12 [5].

Относительная погрешность данного метода учета нефти не превышает 0,56 % по массе брутто и 0,58 % по массе нетто.

Возможная реализация технологической схемы резервной схемы учета

При переходе на резервную схему, нефть, минуя СИКН по байпасному трубопроводу, поступает на узел резервной схемы учета нефти. После УРСУ нефть поступает на НПС-10.

Функциональная схема резервной схемы учета нефти с применением ультразвукового расходомера представлена на рисунке 7.

					Резервная схема учёта нефти на ПСП «Талаканское»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

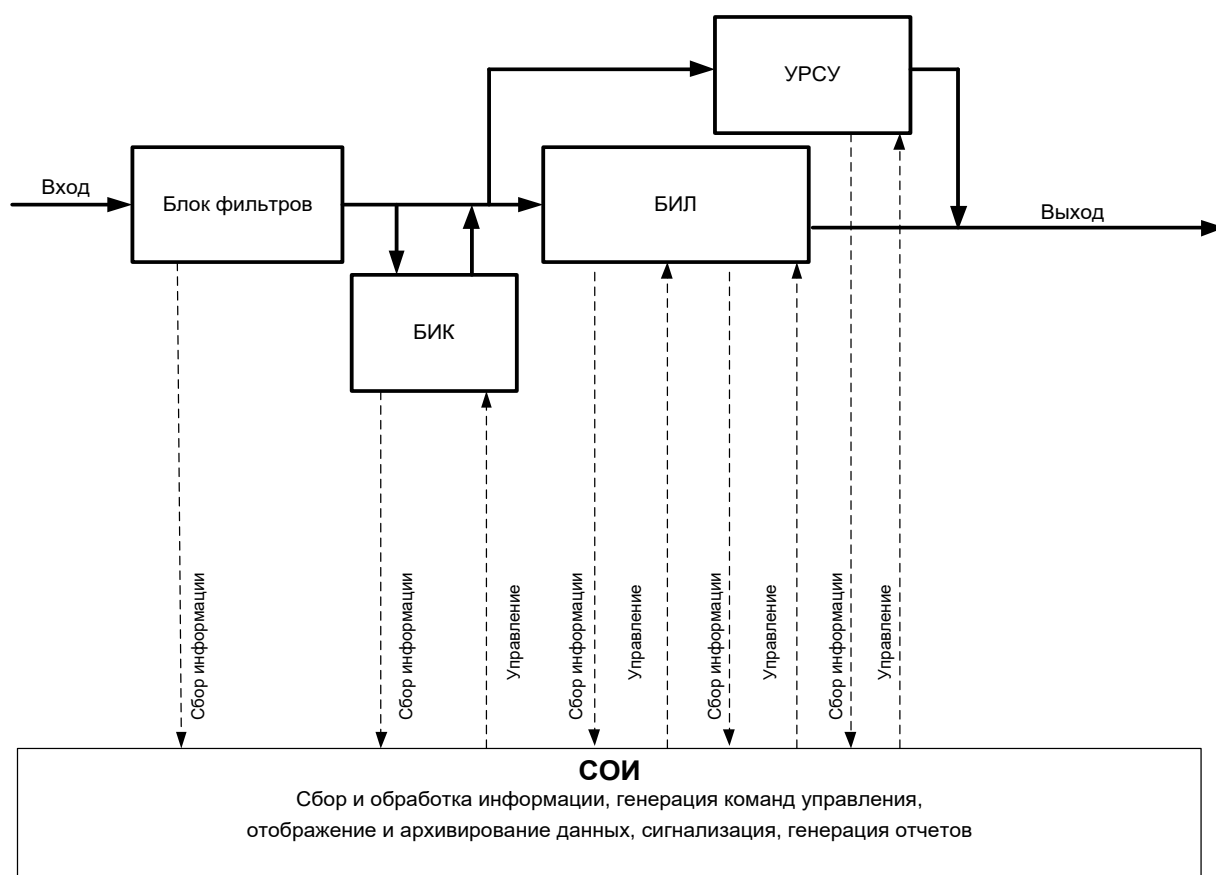


Рисунок 7 – Функциональная схема резервной схемы учета нефти с применением ультразвукового расходомера

Порядок учета нефти при переходе на резервную схему следующий.

Объем нефти измеряют с помощью преобразователя расхода (расходомера), установленного на ИЛ узла РСУ. Плотность нефти при работающем оперативном БИК определяется поточным плотномером, а при отключенном – в ХАЛ по точечной пробе, отобранной согласно ГОСТ 2517-2012 [5].

Выходные сигналы преобразователя расхода, а также сигналы преобразователей температуры и давления поступают в СОИ, где вычисляется объем нефти в автоматическом режиме. Масса брутто нефти, прошедшей через РСУ вычисляется каждые два часа (при ручном вводе плотности) измеренной оперативным БИК, приведенной к стандартным условиям (температуре 20 °С и

избыточному давлению °МПа) и к условиям измерений объема на РСУ.

Отбор проб нефти для приемо-сдаточных и периодических испытаний производится совместно представителями сдающей и принимающей сторон в соответствии с ГОСТ 2517-2012 [5].

СОИ формирует оперативные (двухчасовые) отчеты, а также суточные и месячные отчеты, которые формируются автоматически и печатаются принтером по запросу оператора по результатам измерений объема, давления и температуры нефти, а также вводимых в СОИ вручную параметров:

- плотности нефти;
- массовой доли воды;
- массовой концентрации хлористых солей;
- массовой доли механических примесей;
- массовой доли серы;
- давление насыщенных паров;
- массовой доли сероводорода;
- массовой доли метил и этилмеркаптанов в сумме;
- массовой доли органических хлоридов во фракции нефти, выкипающей

до температуры 204 °С.

Порядок учета нефти при работе по резервной схеме.

На основании всех имеющихся в СОИ параметров, измеренных автоматически с помощью РСУ и введенных в АРМ оператора с клавиатуры по результатам полученных от оперативного БИК либо лабораторных анализов, АРМ оператора вычисляет значение массы нетто нефти и формируется акт приема-сдачи нефти с приложением паспорта качества нефти, оформленного в соответствии с Р 50.2.040-2004 [3].

					Резервная схема учёта нефти на ПСП «Талаканское»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

2.3 Резервная схема учета нефти СИКН № 566

PCY СИКН № 566 является схема учета косвенным методом статических измерений, выполняемых с использованием РП ПСП «Талаканское» АО «ВЧНГ» в случае невозможности учета нефти основной схемой учета – СИКН № 566. PCY представлена на рисунке 8.

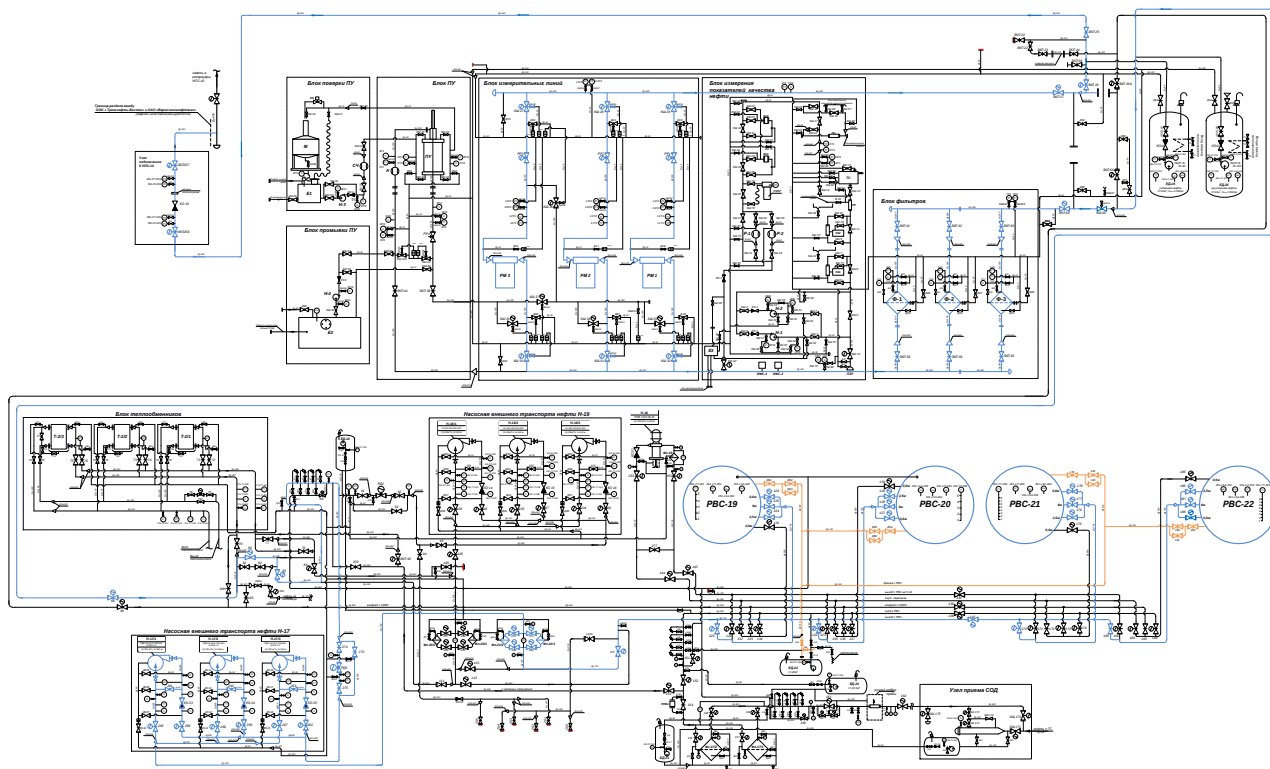


Рисунок 8 – Резервная схема учёта нефти на ПСП «Талаканское»

Определение массы нефти по резервной схеме учёта производится по аттестованной и утвержденной методике измерений И37-01.00290-2015 Инструкция. Методика измерений массы нефти косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах вместимостью 5000 м³ по резервной схеме учета на ПСП «Талаканское» АО «ВЧНГ» ФР.1.29.2015.21792 [17]. При этом, используя результат измерения уровня нефти в РВС, по утвержденным градуировочным таблицам определяется объем нефти. Плотность нефти определяется по объединенной пробе, отобранной из РВС по ГОСТ 2517-2012 [5] в соответствии с аттестованной и утвержденной методикой измерений И38-01.00290-2015 Инструкция. «ГСИ. Методика измерений плотности нефти

ареометром в химико-аналитической лаборатории пункта сдачи-приема «Талаканское» ПАО «ВЧНГ» при ведении учетных операций по резервной схеме» ФР.1.31.2015.21793 (далее – ИЗ8-01.00290-2015) [18]. Массу брутто определяют, как произведение объема нефти и плотности, приведенных к условиям измерения объема.

Приём-сдача нефти осуществляется по резервуарам РВС-5000 №№ 19, 20, 21, 22, расположенным на ПСП «Талаканское» АО «ВЧНГ».

Средства измерений и вспомогательные средства, применяемые при резервной схеме учёта:

- резервуар вертикальный стальной цилиндрический номинальной вместимостью 5000 м³ РВС-5000, поверенный как мера вместимости по ГОСТ 8.570 [7]. Имеющий утвержденную градуировочную таблицу, пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости $\pm 0,1$ %;

- устройство измерительной D2401-2, диапазон измерений уровня (0...15) м, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня взлива и раздела фаз ± 3 мм, диапазон измерений температуры (0...80) °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,2$ °С;

- рулетка измерительная металлическая с грузом 2-го или 3-го класса точности с верхним пределом измерений уровня 20 м по ГОСТ 7502 [8];

- термометр ртутный стеклянный типа ТЛ-4 или ТЛ-4м с ценой деления 0,1°С и абсолютной погрешностью $\pm 0,2$ °С или термометр стеклянный для испытания нефтепродуктов типа ТИН-5-3 с ценой деления 0,2 °С и абсолютной погрешностью $\pm 0,2$ °С;

- переносной пробоотборник или стационарный по ГОСТ 2517-2012 [5];

- герметично закрывающаяся емкость для переноса проб нефти;

- водочувствительная паста или лента;

- средства измерений, вспомогательные устройства, материалы и реактивы, применяемые в испытательной (химико-аналитической) лаборатории для определения:

					Резервная схема учёта нефти на ПСП «Талаканское»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

- плотности нефти по аттестованной и утвержденной методике измерений ИЗ8-01.00290-2015;
- массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477 [9];
- массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370 [10];
- массовой концентрации хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534 [11].

По согласованию с филиалом «Ленское РНУ» ООО «Транснефть-Восток» допускается применение других средств измерений и вспомогательных средств с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками.

Типы применяемых средств измерений должны быть утверждены как СИ и внесены в ФИФОЕИ, поверены в соответствии с Порядком проведения поверки средств измерений, утвержденным приказом Минпромторга РФ № 1815 от 02.07.2015 [2] и иметь действующие знаки поверки.

2.4 Анализ существующей РСУ

Сдача нефти по резервной схеме учета нефти ПСП «Талаканское» АО «ВЧНГ» ведется с использованием резервуарного парка ПСП «Талаканское». Приемо-сдаточные операции между ООО «Транснефть-Восток» и АО «ВЧНГ» осуществляются в соответствии с методиками измерений массы нефти, разработанными для резервной схемы учета и аттестованными в установленном порядке для РВС №19, РВС №20, РВС №21, РВС №22. Резервуары РВС-5000, участвующие в приемо-сдаточных операциях, должны иметь действующие свидетельства о поверке и градуировочные таблицы, а также акты измерений базовых высот. Ежегодное измерение базовых высот проводится представителями сдающей стороны по утвержденному в установленном порядке графику в присутствии представителя принимающей стороны.

Переход на резервную схему учета нефти ПСП «Талаканское» АО «ВЧНГ» производится в следующих случаях:

					Резервная схема учёта нефти на ПСП «Талаканское»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

- одновременного отказа всех МПР;
- отказа блока фильтров;
- одновременного отказа всех насосов БИК;
- неустраняемых утечек нефти на байпасном трубопроводе СИКН;
- реконструкции и проведения плановых работ по обслуживанию, требующих остановку СИКН №566 – по согласованию сдающей и принимающей нефть сторон;
- наличия утечек нефти (отказе запорной арматуры) на байпасном трубопроводе СИКН №566;
- аварийной ситуации, при которой эксплуатация СИКН №566 невозможна;
- отключения электроэнергии (при отсутствии электроснабжения) на СИКН (по согласованию сдающей и принимающей стороны);
- отказа СОИ СИКН №566.

В случае остановки приема-сдачи нефти по СИКН №566 оператор СИКН №566 после остановки насосных внешнего транспорта Н-17, Н-19 и закрытия задвижек узла подключения №№ЗКЛ-256, ЗКЛ-257 направляет за подписью начальника ПСП «Талаканское» ПАО «ВЧНГ» в адрес диспетчера РДП «Ленск», оператора НПС-10, оператора товарного ПСП НПС-10 факсограмму с указанием причин, даты и времени остановки СИКН №566. Затем оперативный персонал принимающей и сдающей сторон:

- после остановки откачки закрывает и пломбирует задвижки на входе и выходе СИКН №566;
- снимает необходимые показания по СИКН №566 и заносит их в журнал регистрации показаний средств измерений, указывает время отключения СИКН №566, в И(ХА)Л №2 АО «ВЧНГ» производят лабораторные испытания отобранной автоматическим пробоотборником пробы нефти, оформляет паспорт качества нефти и акт приема-сдачи за период с момента

					Резервная схема учёта нефти на ПСП «Талаканское»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

составления предыдущего акта приема-сдачи нефти до момента отключения СИКН (остановка откачки). В случае, если количество нефти, отобранной автоматическим пробоотборником, недостаточно для проведения испытаний, содержание балласта в нефти принимается равным результатам испытаний нефти за предыдущую смену;

- производит записи в оперативных журналах, совместно с представителями филиала «Ленское РНУ» ООО «Транснефть-Восток» составляет акт об отказе СИКН №566 (в случае если причина остановки сдачи нефти по СИКН №566 – отказ СИКН №566), составляется акт отключения СИКН в трех экземплярах;

- согласовывает с диспетчером РДП филиала «Ленское РНУ» ООО «Транснефть-Восток» переход на резервную схему учёта нефти;

- согласовывает со своим руководством и с представителем филиала «Ленское РНУ» ООО «Транснефть-Восток» способ и схему дальнейшей сдачи нефти;

- заполняет акт о готовности ПАО «ВЧНГ» к сдаче нефти, в котором указывает согласованную схему дальнейшей сдачи-приема нефти, сообщает об этом лаборанту испытательной химико-аналитической лаборатории №2 ПСП «Талаканское»;

- совместно с представителем филиала «Ленское РНУ» ООО «Транснефть-Восток» приступает к подготовке резервной схемы приема-сдачи нефти;

- измеряет фактические уровни нефти в резервуарах, по которым планируется сдача;

- отбирает и отправляет на испытания пробы нефти по ГОСТ 2517-2012 [5];

- выполняет соответствующие переключения по переходу на схему сдачи нефти по резервной схеме;

					Резервная схема учёта нефти на ПСП «Талаканское»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

– телефонограммой сообщает диспетчеру РДП «Ленск» ООО «Транснефть-Восток» о готовности начать работу по сдаче нефти по резервной схеме;

– после получения разрешения РДП «Ленск» диспетчера ООО «Транснефть-Восток» начинает работать по резервной схеме в соответствии с утвержденной методикой выполнения измерений.

Акты отключения СИКН по одному экземпляру хранятся в течение 5 лет в предприятиях сдающей и принимающей стороны и подрядной организации, осуществляющей техническое обслуживание СИ.

Оперативный персонал АО «ВЧНГ» в течение 2-х часов извещает Подрядчика по ТО СИ о переходе на резервную схему учёта.

До включения СИКН в работу массу нефти определяют по резервной схеме, согласованной сдающей и принимающей сторонами, с учётом разработанных МИ по определению массы и плотности нефти.

Существующая резервная схема учета нефти с использованием резервуарного парка ПСП «Талаканское»:

– не позволяет оперативно перейти на резервную схему учета для выполнения суточного план графика;

– объём товарной ёмкости резервуарного парка ПСП «Талаканское», не позволяет выполнения плана графика приема нефти;

– является не точным и снижает достоверность учета нефти на СИКН №566.

Таким образом, задачей дипломной работы является повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета нефти на СИКН №566 ПСП «Талаканское» с помощью установки ультразвукового расходомера по потоку после основной схемы учета.

					Резервная схема учёта нефти на ПСП «Талаканское»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

3 Выбор ультразвукового расходомера

3.1 Метод измерения и принцип действия ультразвуковых расходомеров

УЗР измеряют расход путем анализа того или иного акустического эффекта, возникающего при прохождении ультразвуковых колебаний через поток движущейся жидкости.

УЗР называют расходомеры, принцип действия которых заключается в измерении характеристик ультразвуковых колебаний, распространяющихся в движущемся потоке жидкости или газа.

Наибольшее применение получили расходомеры, принцип работы которых основан на измерении разности времен прохождения звуковых колебаний по направлению потока и против потока измеряемого вещества (время – импульсные расходомеры).

Ультразвуковые расходомеры – это приборы, основанные на измерении зависящего от расхода эффекта, возникающего при прохождении акустических колебаний через поток жидкости или газа. Почти все применяемые на практике акустические расходомеры работают в ультразвуковом диапазоне частот и поэтому называются ультразвуковыми.

Ультразвуковой расходомер – это устройство, прямым назначением которого является измерение акустических эффектов, возникающих при движении вещества, расход которого необходимо измерить. Если необходим строгий контроль и учет таких показателей, как расход, объем подачи, лучшим вариантом будут ультразвуковые расходомеры, которые помогут оперативно и просто контролировать данные параметры.

Они разделяются на расходомеры, основанные на перемещении

					Повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнечонскнефтегаз»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Аладин А.И.			Выбор ультразвукового расходомера			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Бурков В.П.								53	98	
Рук. ООП		Брусник О.В.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А				

акустических колебаний движущейся средой, и расходомеры, основанные на эффекте Доплера, появившиеся позже. Главное распространение получили расходомеры, основанные на измерении разности времен прохождения акустических колебаний по потоку и против него. Разница во времени прямо пропорциональная средней скорости потока нефти в трубопроводе, преобразуется в выходной сигнал объемного расхода. Импульсный УЗР – это ультразвуковые расходомеры, измеряющие разность времен прохождения коротких импульсов в направлении потока жидкости и против потока на одинаковое расстояние. УЗР представляет собой отрезок трубы из нержавеющей или кислотостойкой стали, к торцам которой приварены два фланца. Главные элементы УЗР – излучатели и приемники ультразвуковых колебаний, применяемые для ввода акустических колебаний в поток и их приема на выходе из потока. Этими излучателями и приемниками являются пьезоэлектрические преобразователи (ПЭП), выполненные из пьезокерамических материалов (монокристаллы титаната бария, цирконата, титаната свинца). Работа ПЭП основана на пьезоэлектрическом эффекте. Эффект заключается в образовании на поверхностях пьезокерамических кристаллов электрического заряда под действием деформации сжатия-расширения, вызываемой механическими колебаниями – прямой пьезоэффект. И наоборот, если к поверхностям кристаллов приложить переменное электрическое напряжение, то пьезоэлемент сам начнет генерировать механические колебания аналогичной частоты – обратный пьезоэффект. На явлении обратного пьезоэффекта строится работа излучателей, которые преобразуют переменное электрическое напряжение в акустические (механические) колебания аналогичной частоты. На явлении прямого пьезоэффекта работают приемники, которые преобразуют акустические колебания в переменное электрическое напряжение аналогичной частоты. Пьезоэлектрические преобразователи устанавливаются на измерительном участке трубопровода, в котором производится измерение расхода жидкости.

					Выбор ультразвукового расходомера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Конструктивно пьезоэлектрические преобразователи классифицируют по форме пьезоэлементов (с кольцевыми и дисковыми элементами), по расположению пьезоэлементов (снаружи и внутри трубопровода), по направлению ввода акустического сигнала (осевой и угловой ввод) и по частоте акустических колебаний. Если излучение направлено вдоль оси трубы, то можно получить большую длину измерительного участка и более высокую точность. На практике больше применяются схемы с угловым вводом направленных по числу акустических каналов (одно-, двух- и многоканальные).

Преобразователь ультразвукового расходомера состоит из отрезка трубы, на котором установлены два или четыре пьезоэлемента, иногда используют дисковые пьезоэлементы диаметром d и толщиной, a , дающие направленное излучение. Степень этой направленности зависит от волнового параметра. При небольших диаметрах труб используют кольцевые излучатели и приемники.

3.2 Универсальный 3-х лучевой ультразвуковой расходомер для жидких продуктов UFM 3030 фирмы KROHNE

Расходомеры предназначены для измерения в прямом и обратном направлениях расхода и объёма, в том числе для коммерческого учёта, жидкостей и сжиженных газов, находящихся под давлением в напорных трубопроводах с диаметром условного прохода от 25 мм до 1600 мм.

Область применения: предприятия химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей и других отраслей промышленности.

Расходомеры представляют собой трехканальный частотно-импульсный прибор с измерением разности времени прохождения ультразвуковых сигналов по направлению движения потока рабочей жидкости и против него.

На рисунке 9 представлен расходомер UFM 3030.

					Выбор ультразвукового расходомера	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 9 – Ультразвуковой расходомер UFM 3030

В таблице 9 представлены условия эксплуатации.

Таблица 9 – Рабочие условия эксплуатации

Параметры окружающей среды	
температура, °C	-50...+ 65 (для всех версий); -50...+ 70 (ППР F и F/ХТ версии)
относительная влажность, %	не более 95 при температуре 35 °C
атмосферное давление, кПа	84...106,7
Параметры контролируемой жидкости	
акустически прозрачная жидкость с коэффициентом затухания на частоте 1МГц, не более	7дБ/м
вязкость, Ст	0,2...200
избыточное давление, МПа	0,1...10
число Рейнольдса, выше	4000
концентрация инородных тел и пузырьков воздуха, %, не более	2
стандартная компактная версия	-50...+ 140
стандартная раздельная версия	-50...+ 180
ХТ раздельная версия	-50...+ 220

Принцип действия UFM 3030 основан на разнице времени прохождения сигналов. Принцип измерения основан на простом физическом принципе. Представьте себе две лодки, пересекающие реку по диагонали, причем одна из них движется по течению, а другая против течения. Очевидно, что лодка, которая движется по течению, достигнет противоположного берега быстрее, чем лодка, идущая против течения. Акустические сигналы ведут себя аналогичным образом. При помощи трех пар запатентованных ультразвуковых датчиков измеряется время прохождения акустических сигналов по направлению потока и против него. Разница во времени прохождения пропорциональна средней скорости потока и преобразуется в выходной сигнал объемного и суммарного расхода. Измерительные лучи расходомера UFM 3030 воспроизводят трехмерный профиль распределения скоростей движения среды (профиль потока), проходящей по измерительной трубе. Эти лучи измерения расположены таким образом, чтобы максимально снизить воздействие режима потока (ламинарного, переходного или турбулентного). В комбинации с использованием новейших технологий цифровой обработки сигнала это дает стабильные и надежные результаты измерения расхода. Из дня в день, из года в год не наблюдается дрейфа показаний, чем достигается надежное управление процессами.

3.3 Ультразвуковой расходомер для коммерческого учета нефти и нефтепродуктов ALTOSONIC III производства KROHNE

ALTOSONIC III представляет собой 3-лучевой ультразвуковой расходомер для нефти и продуктов нефтепереработки. Его решающее преимущество перед обычными механическими расходомерами состоит в возможности использования для коммерческого учёта. Так как в расходомере отсутствуют выступающие или подвижные элементы, то исключается износ измерительной трубы или потери давления. Таким образом, преимущества состоят в отсутствии необходимости частого проведения технического

					Выбор ультразвукового расходомера	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обслуживания прибора в процессе его эксплуатации и в упрощённой настройке прибора. Всё это способствует значительной экономии капиталовложений и производственных затрат. На рисунке 10 представлен расходомер ALTOSONIC III.



Рисунок 10 – Ультразвуковой расходомер ALTOSONIC III

Область применения:

- коммерческий учёт;
- однофазные очищенные углеводороды и ряд видов нефти;
- как часть системы обнаружения утечек в трубопроводе;
- отдельный учёт добываемой продукции;
- погрузка и разгрузка (терминалы, грузовые автомобили, железнодорожные вагоны и т.д.);
- измерения в трубопроводах для продуктов нефтепереработки;
- идентификация продукта;
- обнаружение утечек.

					Выбор ультразвукового расходомера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Принцип действия такого расходомера схож с принципом действия ультразвукового расходомера UFM 3030.

Отличительные особенности прибора:

- экономически эффективная альтернатива механическим турбинным счётчикам или расходомерам объёмного типа;
- широкий динамический диапазон измерения расхода в обоих направлениях;
- превосходная долговременная стабильность и надёжность;
- простая интеграция при использовании SUMMIT 8800 или другого сертифицированного вычислителя расхода;
- конструкция с полным проходным сечением трубы: отсутствие подвижных частей, износа и потерь давления;
- уменьшение необходимости периодического технического обслуживания;
- доступно в компактном исполнении или с преобразователем сигналов в корпусе отдельного исполнения.

3.4 Двухканальный ультразвуковой расходомер UFM 500 производства KROHNE

Ультразвуковой 2-х лучевой расходомер UFM 500F-030-HT-1Ex предназначен для измерения объёмного расхода сырой и товарной нефти, нефтепродуктов, животных жиров, масел, воды (холодной, горячей) и других жидкостей при высокой температуре во всех отраслях промышленности.

Особенности конструкции:

- высокая точность ($\pm 1.0\%$) и производительность;
- температура измеряемой среды до $+440\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- отсутствие падения давления;
- измерение расхода в двух направлениях;

					Выбор ультразвукового расходомера	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- управление прибором – магнитным стержнем не открывая корпус;
- взрывозащищённая версия;
- конвертор и сенсоры изготовления фирмы KROHNE (прямая поставка из Германии) UFM 500F-030-HT-1Ex соответствует по своим техническим и эксплуатационным параметрам высоким требованиям мировых и российских стандартов.

На рисунке 11 представлен расходомер UFM 500.



Рисунок 11 – Ультразвуковой расходомер UFM 500

3.5 Сравнительный анализ ультразвуковых расходомеров

Сравним представленные выше расходомеры UFM 500, UFM 3030, Altosonic III фирмы KROHNE между собой.

Принцип действия, область применения и рабочие условия эксплуатации у них одинаковы. Сравним технические характеристики этих расходомеров.

В таблице 10 представлены основные технические характеристики расходомеров KROHNE.

					Выбор ультразвукового расходомера	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 10 – Основные технические характеристики расходомеров KROHNE

Наименование показателя	Значения характеристик		
	UFM 500	UFM 3030	ALTOSONIC III
Диапазон условных диаметров	25-3000	25-150	25-3000
Диапазон измерений, м ³ /ч	0,5-100000	0,5-1250	0,5-57750
Погрешность измерений, % от измеренного значения	±0,5	±0,5	±0,3
Токовый выход, мА	4-20	4-20	4-20
Температура измеряемой жидкости, °С			
– стандартная компактная версия	-50 + 140	-50 + 140	-50 + 140
– стандартная раздельная версия	-50 + 150	-50 + 150	-50 + 150
Температура окружающей среды, °С	-40 +60	-40 + 60	-40+ 60
Пылевлагозащита по DIN 40 050	IP67/IP68	IP67/IP 68	IP67/IP68
Взрывобезопасность	+	+	+
Напряжение питания, В (опции)	230/240 пер. тока; 115/120 пер. тока; 100 пер. тока; 24 пер. тока или пост, тока; 48 пер. тока: 200 пер. тока		

Технические характеристики этих расходомеров также схожи, но есть различия по диапазону измерений и погрешности измерений. Наиболее точным является ультразвуковой расходомер Altosonic III, поэтому при выборе расходомера из числа расходомеров фирмы KROHNE, отдадим ему предпочтение.

Стоит учесть, что производителем данных приборов является Россия. Расходомер Altosonic III производит ООО «Кроне-Автоматика», Россия, Самарская область.

Таким образом, для коммерческого учета нефти по резервной схеме, наиболее подходящим вариантом расходомера является ультразвуковой марки ALTOSONIC III производства KROHNE.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Основной целью данного раздела является – оценка перспективности развития и планирования финансовой и коммерческой ценности исследования, представленного в рамках ВКР.

Для достижения поставленной цели необходимо рассмотреть следующие задачи:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель ВКР – повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнечонскнефтегаз»

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт (результат НИР) – повышение достоверности учета нефти.

Целевой рынок – сегменты рынка, будет использоваться данная разработка. Для данного проекта целевым рынком будет нефтегазодобывающие компании такие как: ПАО «Газпром», ПАО НК» «Роснефть», ПАО «Транснефть».

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

					Повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнечонскнефтегаз»						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Аладин А.И.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.		Лист		Листов	
Руковод.	Бурков В.П.							62		98	
Рук. ООП	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А					

Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные критерии сегментирования рынка потребителей, возможно применение их 75 комбинаций с использованием таких характеристик, как возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода. В зависимости от категории потребителей (коммерческие организации, физические лица) необходимо использовать соответствующие критерии сегментирования.

В данной работе сегментировать рынок услуг по необходимости выбора нужного насосного агрегата можно по следующим критериям: размер компании и объем перекачки.

Таблица 1 – Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг по выбору достоверности учета нефти.

	Объем перекачки		
	Крупные	Средние	Малые
Крупные			
Средние			
Малые			

	ПАО «Газпром»
	ПАО НК «Роснефть»
	ПАО «Транснефть»

Как видно из карты сегментирования рынка основными сегментами рынка являются крупные, средние, мелкие нефтегазодобывающие предприятия.

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Количество организаций по внедрению технологических установок и технологий на российском рынке транспорта нефти большое количество, также рынок постоянно меняется, поэтому анализ конкурирующих разработок необходимо проводить систематически. Анализ технических решений конкурентов в части ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности конкурирующей разработки и

определить направления её будущего развития. Для проведения такого анализа необходимо оценивать конкурирующие разработки реалистично и объективно. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д

В качестве объектов сравнения были рассмотрены центробежные насосы для перекачки нефти:

Вариант 1 – ЦНСН 105-98;

Вариант 2 – ЦНСН 180-85;

Вариант 3 – ЦНСН 300-120.

Детальный анализ конструктивного исполнения необходим, т.к. каждый тип конструктивного исполнения имеет свои достоинства и недостатки. Данный анализ производится с применением оценочной карты, приведенной в таблице 1. Экспертная оценка производится по техническим характеристикам и экономическим показателям по 5 бальной шкале, где 1 – наиболее низкая оценка, а 5 – наиболее сильная. Общий вес всех показателей в сумме должен составлять 1

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Таблица 2 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
2. Удобство в эксплуатации	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
3. Помехоустойчивость	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
4. Энергоэкономичность	0,04	5	4	5	0,2	0,16	0,2
5. Надежность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Безопасность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
7. Простота эксплуатации	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
8. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
3. Цена	0,07	4	3	5	0,28	0,21	0,35
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,13	5	5	4	0,65	0,65	0,52
5. Послепродажное обслуживание	0,06	5	5	4	0,3	0,3	0,24
6. Наличие сертификации	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
Итого	1	68	65	63	4,88	4,72	4,46

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

$$K = \sum B_i \cdot B_j = 0,5 \times 5 = 2,5$$

где K – конкурентоспособность проекта;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_j – балл показателя.

Опираясь на полученные результаты расчётов, можно сделать вывод что, насос ЦНСН 105-98 наиболее востребован и применим в условиях производства на предприятиях. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как высокая цена, сложность при эксплуатации, необходимость в более частой проверке агрегатов и меньший срок эксплуатации

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 3.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор документов для исследования	2	Изучение нормативно-технической документации, сбор информации	Инженер
	3	Составление плана исследования	Научный руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	4	Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на технологический трубопровод	Инженер
	5	Создание и расчёт математической модели трубопровода	Инженер
	6	Проведение диагностики	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод	Инженер
	8	Оценка результатов исследования	Научный руководитель Инженер
Оформление отчета по проекту	9	Составление пояснительной записки	Инженер

Исследование состояния повышения учета нефти проводится в пять этапов. Основные работы выполняются инженером.

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения научного исследования

Основная часть стоимости разработки проекта составляется из трудовых затрат, поэтому важно определить трудоемкость работ всех участников разработки проекта. Несмотря на то, что трудоемкость зависит от трудно учитываемых параметров, т.е. носит вероятностный характер, ее можно определить экспертным путем, в «человеко-днях». Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости $ожі t$ определяется по формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

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

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

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

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (4.3):

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

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

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

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 4.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}}$$

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

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

где $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}$$

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

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

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

Пример расчета для 1 этапа работ (составление и утверждение технического задания на проведение исследования):

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5} = \frac{3 * 1 + 2 * 6}{5} = 3 \text{ чел} - \text{дня}$$

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i} = \frac{3}{1} = 3 \text{ дня}$$

Для шестидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} = 1,22$$

$$T_k = T_p * k_{\text{кал}} = 3 * 1,22 = 3,66 = 4 \text{ дня}$$

Для пятидневной рабочей недели (для инженера) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} = 1,47$$

$$T_k = T_p * k_{\text{кал}} = 5,1 * 1,47 = 7,64 = 8 \text{ дней}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 4.

Таблица 4 - Временные показатели проектирования

Название работы	Трудоемкость работ						Длительность		Длительность	
	$t_{\min}$ чел-дни		$t_{\max}$ чел-дни		$t_{\text{ож}i}$ чел-дни		работ в рабочих днях T_{pi}		работ в календарных днях T_{ki}	
	Р	И	Р	И	Р	И	Р	И	Р	И
Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	1		6		3		3		4	
Изучение нормативно- технической документации		4		7		5,2		5,2		8
Составление плана исследования	2		4		2,8		2,8		3	
Определение и расчет нагрузок, воздействующих на трубопровод		5		10		7		7		10

Создание и расчет математической модели трубопровода		12		18		14		14		21
Проведение диагностики		2		4		2,8		2,8		4
Разработка рекомендации по снижению нагрузок на трубопровод		8		12		9,6		9,6		14
Оценка результатов исследования	3		5		3,8		1,9		3	3
Составление пояснительной записки		6		10		7,6		7,6		11

На основе таблицы 4 строим календарный план график.

Таблица 5 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исполнители	Т. кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	Р	4												
2	Изучение нормативно-технической документации	И	8												
3	Составление плана исследования	Р	3												
4	Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на трубопровод	И	10												
5	Создание и расчёт математической модели трубопровода	И	21												
6	Проведение вибродиагностики	И	4												
7	Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод	И	14												
8	Оценка результатов исследования	Р, И	3												
	Составление пояснительной записки	И	11												

В результате выполнения подраздела был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей, а также рассчитано количество дней, в течение которых работал каждый из исполнителей.

4.2.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам.

Таблица 6– Материальные затраты

Наименование материалов	Ед. измерения	Кол-во, ед.	Цена за ед. руб.	Сумма, руб.
Набор инструментов	шт	1	5500	5500
Перчатки	пара	1	10	10
Спецодежда	комплект	2	5600	11200
Итого:				16710

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 7 - Специальное оборудование для экспериментальных работ

Наименование оборудования	Количество единиц, шт.	Цена за единицу, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
1. Насос ЦНСН 105-98	1	390000	390000
2. Ноутбук	1	50000	50000
Итого		440000	

Расчет амортизации специального оборудования

Расчёт амортизации производится на находящееся в использовании оборудование. В итоговую стоимость проекта входят отчисления на амортизацию за время использования оборудования в статье накладных расходов.

Таблица 8 - Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Насос ЦНСН 105-98	1	1	390000	390000
2	Ноутбук	1	1	50000	50000
Итого:	440000 руб.				

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации определяется по следующей формуле:

$$H_A = \frac{1}{n},$$

где n – срок полезного использования в годах.

Амортизация определяется по следующей формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m,$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

m – время использования, мес.

Рассчитаем норму амортизации для насоса, с учётом того, что срок полезного использования составляет 1 года:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{1} = 1.$$

Общую сумму амортизационных отчислений находим следующим образом:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m = \frac{1 \cdot 390000}{12} \cdot 1 = 32500 \text{ руб.}$$

4.2.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $З_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p, \quad (4.7)$$

где $З_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 15).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_0} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.}, \quad (4.8)$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.; F_0 – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

– при отпуске в 56 раб. дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{\text{он}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.} \quad (4.9)$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{мс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) k_{\text{р}} = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{мс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) k_{\text{р}} = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.},$$

где $Z_{\text{мс}}$ – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.; $k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равен 0,3; $k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2; $k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Таблица 9 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	52/14	104/14
- выходные дни		
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	48/5	24/10
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Таблица 10 - Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$З_{мс}, руб$	k_{np}	k_d	k_p	$З_{м}, руб$	$З_{дн}, руб$	$T_p,$ <i>раб.дн.</i>	$З_{осн}, руб$
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	10	21470
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	71	123760,1
Итого:								145230,1

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,15 \cdot 21470 = 3220,5 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,15 \cdot 123760 = 18564 \text{ руб.}$$

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

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле: Для руководителя:

$$З_{внеб} = k_{внеб}(З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 \cdot (21470 + 3220,5) = 7407,15 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$З_{внеб} = k_{внеб}(З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 \cdot (123760 + 18564) = 42697,2 \text{ руб}$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

4.2.3.5 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, которые могут быть отнесены непосредственно на конкретную тему. Кроме того, сюда относятся расходы по содержанию, эксплуатации и

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и др. В расчетах эти расходы принимаются в размере 70 - 90 % от суммы основной заработной платы научно-производственного персонала данной научно-технической организации

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{кр}} = (16710 + 440000 + 145230,1 + 21784,5 + 50104,35) \cdot 0,2 = 134765,79$$

где $k_{\text{кр}}$ — коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Таблица 11 - Группировка затрат по статьям

Статьи								
Амортизация	Сырье, материалы	Специальное оборудование	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов	Накладные расходы	Итого бюджетная стоимость
32500	16710	440000	145230,1	21784,5	50104,35	706328,95	134765,79	841094

В результате было получено, что бюджет затрат НТИ составит 841094 руб. При этом затраты у конкурентов составляют 1000000 рублей, из чего можно сделать вывод что полученный продукт будет экономичней, чем у конкурентов

Определение ресурсоэффективности исследования

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

В качестве вариантов исполнения были выбраны ближайшие аналоги:

1. ПАО «Роснефть»

2. ПАО «Татнефть»

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.17)$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{841094}{1000000} = 0,84$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{1000000}{1000000} = 1$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{900000}{1000000} = 0,9$$

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

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 17).

Таблица 17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки	Бальная оценка системы исполнения 1	Бальная оценка системы исполнения 2
1. Безопасность при использовании	0,2	5	5	5
2. Стабильность работы	0,2	5	5	5
3. Технические характеристики	0,3	4	5	3
4. Ремонтопригодность	0,15	4	4	3
5. Простота эксплуатации	0,15	4	4	4
Итого:	1	4,4	4,55	3,95

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,4;$$

$$I_{p2} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 = 4,55;$$

$$I_{p3} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 = 3,95$$

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{р-исп.i}}{I_{исп.i}^{финр}} . \quad (20)$$

$$I_{исп1} = 5,5$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} = \frac{4,55}{5,5} = 0,83$$

Таблица 18 - Сводная таблица показателей оценки ресурсоэффективности

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,84	1	0,9
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,4	4,55	3,95
3	Интегральный показатель эффективности	5,5	4,55	4,25
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,83	0,71

Заключение

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество календарных дней для выполнения работ составляет 81 дней; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 71 дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 10 дней;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 841094 руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,84 , что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,4, по сравнению с 4,55 и 3,95;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 5,5, по сравнению с 4,55 и 4,25, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

5. Социальная ответственность

Введение

В данном разделе ВКР рассматриваются опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте сотрудника в нашем случае товарного оператора на приеме-сдаточном пункте.

Были проанализированы условия охраны труда, промышленной и экологической безопасности, также возможность возникновения ЧС на СИКН.

Объект исследования является система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН).

Область применения является приеме-сдаточный пункт нефти. Потенциальными потребителями исследования являются компании нефтегазодобывающей отрасли.

В данной работе рассмотрены условия эксплуатации приеме-сдаточного пункта – достоверность учета и качества нефти.

Рабочая зона: полевые условия. Климатическая зона: климат в районах с умеренно холодным и жарким климатом.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН); вычислительное устройство, принимающее и обрабатывающее информацию о качественно-количественных параметрах нефти; технологическое оборудование, входящее в состав СИКН – технологические трубопроводы, запорно-регулирующая арматура, циркуляционный насос БИК, фильтры- грязеуловители, пробоотборники, щелевое пробозаборное устройство, емкости дренажные, промывочная установка, блок средств эталонных.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: измерение и обработка информации,

					Повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнечонскнефтегаз»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность					Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Аладин А.И.											
Руковод.	Бурков В.П.										82	98
Рук. ООП	Брусник О.В.									Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто нефти.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В трудовом кодексе РФ содержатся основные положения отношений между организацией и сотрудниками, включая оплату и нормирование труда, выходных, отпуска и тд.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) [1]. Для такой категории работников устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к основной заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц постоянно работающих в района Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, также стоит уделить внимание к предоставляемому ежегодному дополнительному оплачиваемому отпуску:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней.

Рабочей зоной являются полевые условия на производственном объекте нефтеперекачивающей станции. Эргономические требования к рабочему месту оператора регламентируются согласно ГОСТ 12.2.049-80 [2]. Элементами рабочего места опера являются: рабочий стол, стул (кресло), дисплей (экран), клавиатура, подставка для ног, и поэтому рабочее место с дисплеем должно обеспечивать оператору удобное выполнение работ в положении сидя, не создавая перегрузки костно-мышечной системы.

Также стоит уделить внимание работам, которые выполняются стоя ГОСТ 12.2.033-78 [3] обязательно должно соблюдаться прямое и свободное

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

положение корпуса тела, работающего или наклон его вперед не более чем на 15°.

5.1.1 Производственная безопасность

В процессе работы на человека оказываются влияние вредные опасные производственные факторы.

В таблице 1 представлены вредные и опасные факторы работе ПСП. Идентификация потенциальных опасных и вредных факторов проведено согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [4].

Таблица 1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора товарного

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Повышенный уровень шума;	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [5]
2. Повышенный уровень общей вибрации;	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [6]
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны;	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [7]
4. Повышенная влажность и загазованность рабочей зоны;	ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [8]
5. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм;	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [9]
6. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов;	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Классификация и общие требования безопасности [10]
7. Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [11]

5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

5.2.1 Повышенный уровень шума

На приемо-сдаточном пункте источниками шума являются насосы, электродвигатели, трубопроводы, вентиляция.

Воздействие шума выше нормированных значений оказывает неблагоприятное влияние на человека. При длительном воздействии шума снижается острота слуха, нарушается координация движения, голова боль, нарушение нервной и сердечно-сосудистой систем.

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К СИЗ можно отнести: наушники, противошумные вкладыши, шлемы и каски. Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

К СКЗ можно отнести изолированные или встроенные элементы конструкции производственного помещения (экраны, перегородки, кабины и т.п.), поглощающие или ослабляющие звуковое излучение.

5.2.2 Повышенный уровень общей вибрации

Длительное воздействие вибрации высоких уровней на организм человека приводит к развитию преждевременного утомления, снижению производительности труда, росту заболеваемости и нередко к возникновению профессиональной патологии – вибрационной болезни. Одним из основных ее синдромов является вестибулопатия, которая проявляется главным образом вестибуло-вегетативными расстройствами: головокружением, головными болями, гипергидрозом и т. д.

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных, спусковых и цементируемых агрегатах, при спуске и подъеме насоснокомпрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

Допустимые значения устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [6].

При превышении вибрации на рабочем месте уровня вводятся ограничения времени ее воздействия:

- при превышении предельно допустимого уровня (ПДУ) до 3 дБ длительность воздействия ограничивается 120-160 минутами
- при превышении более 12 дБ запрещается проводить работы и применять оборудование, генерирующее такую вибрацию.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Одним из наиболее распространенных источников вибрации в помещении СИКН являются работающий насос. В залах компрессорных и насосных станций уровни вибрации могут достигать 5 дБ, поэтому время непрерывной работы ограничивается 60-80 мин.

Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция, представляющая собой упругие элементы, размещённые между вибрирующей машиной и основанием

В качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на толстой или войлочной резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуются виброгасящие перчатки.

5.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаток или его неправильная спроектированная система приводит к различным заболеваниям органов зрения и ухудшению психического заболевания, также плохая видимость может привести к различным происшествиям.

Освещение в рабочей зоне нормируется согласно СП 52.13330.2016 [7]. Для рабочих площадок необходимо общее равномерное освещение, освещенность должна быть не менее 2 лк. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

5.2.4 Повышенная влажность и загазованность рабочей зоны

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H₂S - 0.1 мг/м³ по ГОСТ 12.1.005 - 88 [13].

Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

5.2.5 Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм

Нефть, химреагенты (ингибиторы и деэмульгаторы), относятся к веществам 3 класса опасности [9] и являются легковоспламеняющейся жидкостью, умеренно опасной по степени воздействия на организм, вредная при проглатывании. Вызывает раздражение кожи, повреждения глаз. Может вызвать раздражение верхних дыхательных путей, сонливость и головокружение при однократном воздействии. ПДК составляет 10 мг/м³.

Для веществ, принадлежащих 3-му классу, установлены значения:

- предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – 1,1-10,0 мг/м³;
- средняя смертельная доза при введении в желудок – 151-5000 мг/кг;
- средняя смертельная доза при нанесении на кожу – 501-2500 мг/кг;
- средняя смертельная концентрация в воздухе – 5001-50000 мг/м³.

Для индивидуальной защиты необходимо использовать перчатки, средства защиты органов дыхания, очки, халат, защитную обувь.

Для коллективной защиты в помещении должна быть предусмотрена вытяжка или вентиляция. Перед началом работы с вредными химическими реагентами проводится инструктаж.

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.2.6 Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов

Соприкосновение кожи с горячей поверхностью машин может привести к ожогам различной степени тяжести.

Для оценки риска ожога при соприкосновении кожи с горячей поверхностью машины необходимо измерить температуру этой поверхности [10].

Температуру поверхности следует измерять в тех частях машины, где может произойти контакт кожи с поверхностью. Измерение следует проводить в нормальных условиях работы машины. Должен быть учтен наибольший нагрев поверхности машины, имеющий место перед окончанием работы.

Если измеренная температура поверхности машины равна или превышает ожоговый порог, то существует риск ожога кожи при контакте ее с горячей поверхностью. Необходимые защитные меры должны реализовываться применительно к персоналу. Такие как проведение инструктажей, указательные таблички «Осторожно, горячая поверхность».

5.2.7 Производственные факторы связанные с электрическим током

Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках оборудования, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряд статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Удар электрическим током может привести к летальному исходу или получению ожогов.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

переменного тока частотой 50 и 400 Гц устанавливаются ГОСТ 12.1.019-2017 [11]. Наиболее опасным считается переменный ток с частотой 50 Гц.

Основные средства индивидуальной защиты: изолирующая подставка, резиновый коврик (дорожка), щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Защита селитебной зоны

Согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. [14] объекты по добыче сырой нефти (или) природного газа, включая переработку природного газа и производству нефтепродуктов относятся к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

Санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, составляет (согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [15]) – 1000 м.

При эксплуатации СИКН образуются следующие виды опасных отходов:

- Нефтешлам очистки трубопроводов и подземных емкостей, используемых для хранения учтенной и неучтенной нефти;
- Грунт, загрязненный нефтепродуктами, образуется в результате 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;
- Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (иск. крупногабаритный) образуется в результате деятельности персонала.
- По мере накопления вывозятся на специализированный полигон:

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Ртутные термометры отработанные и брак образуются в результате эксплуатации ртутных термометров в ИЛН.
- Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак образуются в результате замены пришедших в негодность ламп системы освещения помещений и промплощадки.

5.1.1 Защита гидросферы

При ремонтных работах на приемо-сдаточных пунктах нефти. Не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водных ресурсов в соответствии с ГОСТ 17.1.3.06-82. [16] и поверхностных вод ГОСТ 17.1.3.13-86 [17].

Для защиты поверхностных вод предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки;
- Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках;
- очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых для водоснабжения и других целей – название подраздела 1.3.2 не соответствует содержанию!

5.1.2 Защита атмосферы

Атмосферный воздух рабочей зоны должно соответствовать требованиям СанПиН 2.1.3684-21 [18]

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При проведении работ в атмосферу попадают низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, выхлопные газы, сажа, оксид железа и другие.

К мероприятиям, направленным на минимизацию ущерба от использования транспортных средств, относятся:

- применение более «чистого» вида топлива (дизельное);
- проверка состояния и работы двигателей;
- доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

5.1.3 Защита литосферы

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

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.

В случае разлива нефти на почву необходимо немедленно выполнить все необходимые мероприятия для локализации разлива, а разлитую нефть откачать в безнапорные дренажные емкости сбора утечек. Загрязненный грунт, если таковой имеется следует собрать и увезти с территории на специально отведенное место согласно ГОСТ Р 53692-2009 Обращение соотходами

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в чрезвычайных ситуациях ГОСТ Р 22.0.01-2016 [19].

Перечень возможных ЧС: стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры, социального характера (террористический акт), техногенного характера (производственная авария).

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наиболее типичная ЧС на СИКН это разгерметизация оборудования с последующим выходом и возгоранием нефти.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П-I – зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия. Взрывоопасная зона 2-го класса - зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Класс возможного пожара – пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов (В). На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ [20].

К первичным средствам пожаротушения относятся переносные и передвижные огнетушители, оборудование пожарных кранов, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок и т.п.).

Вывод по разделу

В данном разделе были рассмотрены и проанализированы вредные и опасные производственные факторы, которые влияют на человека. Также изучено воздействие на окружающую среду и возможные ЧС.

К вредным и опасным фактором при работе СИКН относятся: повышенный уровень шума, повышенный уровень общей вибрации, повышенная влажность и загазованность рабочей зоны, производственные факторы, вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм, повышенная температура поверхностей оборудования, материалов, а также производственные факторы, связанные с электрическим током.

Категория помещения по электробезопасности согласно ПУЭ: 2-ая категория – помещения с повышенной опасностью.

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оборудование которые используется на СИКН относится к I категории согласно ПЭУ, у работников, которые ведут на работы на данном оборудовании должны иметь группу по электробезопасности не ниже III.

По уровню энергозатрат категория работ с СИКН – IIб – работы, связанные с ходьбой и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающимся умеренным физическим напряжением.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса II-I – зоны и взрывоопасной зоне 1-го класса.

Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009 - (Б) взрывопожаро-опасность. Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более

28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.

Наибольшее негативное воздействие на окружающую среду оказывается при разгерметизации оборудования и разливов нефтепродуктов, которые являются химическим веществом 3-го класса опасности.

Для уменьшения воздействия факторов работодатель обязан проводить контроль работников на соблюдение правил охраны труда пожарной безопасности.

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

При коммерческом учете нефти и нефтепродуктов необходима экономичная и безопасная работа оборудования, высокая производительность технологических процессов и достоверность учета.

В данной работе рассмотрены существующие виды резервных схем учета нефти, проанализирована существующая резервная схема учета на ПСП «Талаканское». Выявлены ее недостатки и обоснована необходимость усовершенствования существующей резервной схемы.

Также был проведен анализ различных видов современных ультразвуковых расходомеров.

В результате анализа рекомендован к использованию ультразвуковой расходомер в качестве РСУ для коммерческого учета нефти и нефтепродуктов ALTOSONIC III. Решающее преимущество данного прибора состоит в том, что он произведен на территории РФ, а также в низкой погрешности измерений, стабильности и надежности работы.

Добавление узла резервной схемы учета нефти с применением ультразвукового расходомера повысит оперативность и достоверность учета при переходе на резервную схему учета во время возможных отказов на СИКН №566 ПСП «Талаканское».

					Повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на приемо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнечонскнефтегаз»						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Аладин А.И.			Заключение	Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Бурков В.П.						94		98	
Рук. ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А					

Список использованных источников

1. Федеральный закон «Об аккредитации в национальной системе аккредитации» от 28.12.2013 N 412-ФЗ [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/search/?q=412> (дата обращения 07.05.2022).
2. Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 (ред. от 28.12.2018) «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/document/consdocLAW185730> (дата обращения 07.05.2022).
3. Р 50.2.040-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/search/?q=P50.2.040-2004> (дата обращения 07.05.2022)
4. ГОСТ Р 51858 – 2002 «Нефть. Общие технические условия» .– М.: Госстандарт России, 2002. – 12 с.
5. ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.– М.: Стандартинформ, 2014. – 32 с.
6. ГОСТ Р 8.595 «Национальный стандарт Российской Федерации. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200038229> (дата обращения 07.05.2022).

					Повышение достоверности учета нефти по резервной схеме учета на прямо-сдаточном пункте «Талаканское» АО «Верхнечонскнефтегаз»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Алабин А.И.			Список использованных источников	Лит.	Лист
Руковод.		Бурков В.П.					Листов
Рук. ООП		Брусник О.В.					95
							98
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А	

7. ГОСТ 8.570-2000. «Межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки» [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200008446> (дата обращения 07.05.2022).

8. ГОСТ 7502-98. Межгосударственный стандарт. Рулетки измерительные металлические. Технические условия [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200004328> (дата обращения 07.05.2022).

9. ГОСТ 2477-2014. Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды [Электронный ресурс]: - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200120803> (дата обращения 07.05.2022).

10. ГОСТ 6370-83 (СТСЭВ 2876-81). Государственный стандарт Союза ССР. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200004078> (дата обращения 07.05.2022).

11. ГОСТ 21534-76 (СТ СЭВ 2879-81). Государственный стандарт Союза ССР. Нефть. Методы определения содержания хлористых солей [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200007600> (дата обращения 07.05.2022).

12. ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009. Межгосударственный стандарт. Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-iso-mek-17025-2009> (дата обращения 07.05.2022).

13. МИ 3532-2015 Рекомендации «ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учётных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти» [Электронный ресурс]: – Режим

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

доступа: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293756/4293756631.html> (дата обращения 07.05.2022).

14. МИ 2775-2002. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293830/4293830139.html> (дата обращения 07.05.2022).

15. МИ 2837-2003. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data1/55/55387/> (дата обращения 07.05.2022).

16. Приказ Минэкономразвития России от 30.05.2014 N 326 (ред. от 19.08.2019) «Об утверждении Критериев аккредитации, перечня документов, подтверждающих соответствие заявителя, аккредитованного лица критериям аккредитации, и перечня документов в области стандартизации, соблюдение требований которых заявителями, аккредитованными лицами обеспечивает их соответствие критериям аккредитации» [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=329510> (дата обращения 07.05.2022).

17. Методика измерений массы нефти косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах вместимостью 5000 м³ по резервной схеме учета нефти на ПСП «Талаканское» ПАО «ВЧНГ» – И-37.01.00290-2015. ООО «Центр Экспертиз», 2015. – 29 с.

18. Методика измерений плотности нефти ареометром в химико-аналитической лаборатории пункта сдачи-приема «Талаканское» ПАО «ВЧНГ» при ведении учетных операций по резервной схеме – И-37.01.00290-2015. ООО «Центр Экспертиз», 2015. – 29 с.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

19. Прахова, М.Ю. Методы и средства измерения, применяемые при учетных операциях с нефтью. Раздаточный материал по программе профессиональной переподготовки «Ведение учетных операций с нефтью» Уфа: производство ИДПО, 2019.

20. Универсальный 3-х лучевой ультразвуковой расходомер для жидких продуктов UFM 3030 фирмы KROHNE [Электронный ресурс]: Руководство по эксплуатации расходомера. – Самара, 2006. – Режим доступа: https://krohne.com/fileadmin/content/PictureGallery/KROHNEcompanies/Russia/Manuals/UFM3030-Ex_Manual.pdf (дата обращения: 07.05.2022).

21. Ультразвуковой расходомер для коммерческого учета легких нефтепродуктов ALTOSONIC III производства KROHNE [Электронный ресурс]: Описание расходомера, его характеристики и особенности. – Режим доступа: <http://kronatech.ru/ultrazvukovye/altosonic-iii> (дата обращения: 07.05.2022).

22. Двухканальный ультразвуковой расходомер UFM 500 производства KROHNE [Электронный ресурс]: Описание расходомера, его характеристики. Режим доступа: https://www.rizur.ru/uploads/data/file/krohne/ufm_500.pdf (дата обращения: 07.05.2022).

23. Расходомер 1010S [Электронный ресурс]: Описание расходомера, его характеристики и особенности. – Режим доступа: <http://controlotron.nt-rt.ru/images/manuals/1010S.pdf> (дата обращения: 07.05.2022).

24. Учет нефти по резервной схеме [Электронный ресурс]: Виды, описание, документация. – Режим доступа: <http://evrotekhservis.ru/uchet-nefti-po-rezervnoj-scheme-korotko-o-glavnom> (дата обращения: 07.05.2022).

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98