

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 (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
Разработка предложений по совершенствованию технологической схемы приемо-сдаточного пункта на примере объекта в Красноярском крае

УДК 622.692.26(571.51)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Гуныко Алексей Алексеевич		06.06.2022

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н.		06.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов М.А.	д.э.н.		06.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева И.Л.	-		06.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		06.06.2022

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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	<i>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)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>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)</i>
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	<i>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)</i>
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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>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".</i>
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>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 по трубопроводам газа".</i>
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>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 нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

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 (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ 28.02.2022 Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Гунько Алексей Алексеевич

Тема работы:

Разработка предложений по совершенствованию технологической схемы приемосдаточного пункта на примере объекта в Красноярском крае	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-43/с от 08.02.2022 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Изучение особенностей региона и месторождения. 2. Анализ состава и назначения ПСП, и его важнейших составных частей. 3. Исследование методического и аппаратного обеспечения процесса контроля нефти на ПСП. 4. Формулирование предложений по совершенствованию технологии контроля нефти. 5. Расчетно-технологическая часть по определению расхода нефти через пробозаборное устройство (ПЗУ),

	допускаемой относительной погрешности измерения массы нефти . 6. Социальная ответственность. 7. Финансовый менеджмент.
Перечень графического материала	Рисунки
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Гасанов М.А., д.э.н, профессор ОГСН, ШБИП
«Социальная ответственность»	Мезенцева И.Л., старший преподаватель ООД, ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.02.2022 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н.		28.02.2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Гулько А.А.		28.02.2022 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Гуныко Алексею Алексеевичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Оценка перспективности проводимых научных исследований. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	выявление альтернативных направлений научных исследований, также отвечающих поставленным требованиям ресурсной эффективности и ресурсосбережения
3. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности научно-исследовательской работы.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. График проведения и бюджет НИ 4. Расчёт денежного потока 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.02.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Доктор экономических наук		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Гуныко Алексей Алексеевич		28.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б7А		Гунько Алексею Алексеевичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Разработка предложений по совершенствованию технологической схемы приемо-сдаточного пункта на примере объекта в Красноярском крае	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объект исследования: технологическая схема приемо-сдаточного пункта. Область применения: обеспечение правильной эксплуатации и проведения коммерческих учетных операций при приеме-сдаче нефти с применением СИКН. Размеры помещения: Рабочее место – пультовая ПСП, располагается на 1 этаже здания. Помещение имеет размеры (5*6.5) метров, высотой 3.5 метра. СИКН – площадь 100 м². Оборудование рабочей зоны: приборы КИПиА и АСУТП, метрологические приборы, электродвигатели, емкости для хранения нефти. Рабочие процессы связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: постоянный контроль за показаниями качества и количества нефти, контроль за показаниями оборудования, проведение измерений, ремонт оборудования, обход-осмотр оборудования и трубопроводов.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <p>- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p>	<p>- ГОСТ 8.589-2007 ГСИ. Ведение учетных операций на пунктах приема-сдачи нефти в нефтепроводных системах; - ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения»; - РМГ 89-2010 ГСИ. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение от 13 декабря 2011.; - РМГ 89-2010 ГСИ. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение от 13 декабря 2011. - "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с</p>

<p>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>01.03.2022). Раздел 10. Глава 34. Статья 212. Государственные нормативные требования охраны труда и национальные стандарты безопасности труда. - 426-ФЗ от 28.12.2013 О специальной оценке условий труда с изменениями - актуальный на 2022 год.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>- Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов.</p> <p>- Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора.</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения; - отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; - повышенный уровень шума; - производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; - вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/химикаты/химическая продукция). <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части; струи и волны, включая цунами, ветер и вихри, включая смерчи и торнадо); - опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха; - действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты; - действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего, стоящего на опорной поверхности, на эту же опорную поверхность. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: специальная защитная одежда, каска, защитные очки, масло-бензостойкие перчатки и обувь, кожаные накладки на вращающихся частях механизмов, наушники, освещение, заземление электроприборов и механизмов, молниеотводы, технологические перерывы в работе.</p>

<p>3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации</u></p>	<p>Воздействие на селитебную зону: аварийные разливы нефти, загазованность воздушной среды. Воздействие на литосферу: нефтепродукты и ГСМ, проливаемые при заправках или ремонте техники; стоки, сбрасываемые на стройплощадках на рельеф; отходы стройматериалов; твердые бытовые отходы. Воздействие на гидросферу: изъятие природных вод для обеспечения собственных нужд; загрязнение водных объектов случайными аварийными сбросами; утечки, дренаж и непланируемые разливы нефти; влияние земляных работ на режим стока водоемов. Воздействие на атмосферу: выбросы углеводородов в атмосферу.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u></p>	<p>Возможные ЧС: - природные катастрофы (ураганный ветер, аномально низкая или высокая температура); - геологические воздействия (землетрясения, оползни, провалы территории); - техногенные аварии (открытое фонтанирование, прорывы нефтесборной сети и сети МН, разгерметизация оборудования, разгерметизация оборудование с возгоранием, порыв прокладок фланцевых соединений). Наиболее типичная ЧС: порыв прокладок фланцевых соединений.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	<p>28.02.2022</p>

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Гунько Алексей Алексеевич		28.02.2022

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 (специальность) 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 студентом выполненной работы:	06.06.2022 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.2022	<i>Введение</i>	5
06.03.2022	<i>Обзор литературы</i>	20
18.03.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
24.03.2022	<i>Теоретические основы технологических расчетов допустимой относительной погрешности измерения массы нефти и расхода нефти через пробозаборное устройство.</i>	15
29.04.2022	<i>Выявление недостатков и формулирование проблемы для увеличения производительности ПСП.</i>	20
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
06.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н.		28.02.2022 г.

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н.		28.02.2022 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 страниц, 4 рисунка, 25 таблиц, 30 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: контроль, масса, нефть, расход, плотность, вязкость, температура, давление

Объектом исследования является – приемосдаточный пункт контроля массы и качества нефти в Красноярском крае.

Цель работы – разработка технико-технологических решений по совершенствованию приемосдаточного пункта (ПСП) на примере объекта в Красноярском крае.

В процессе исследования проводились

- Изучение особенностей региона и месторождения.
- Анализ состава и назначения ПСП, и его важнейших составных частей.
- Исследование методического и аппаратного обеспечения процесса контроля нефти на ПСП.
- Формулирование предложений по совершенствованию технологии контроля нефти.
- Анализ финансовых особенностей научного проекта и аспектов социальной ответственности.

В результате исследования определены особенности ПСП, сделаны предложения по дальнейшему совершенствованию технологии эксплуатации объекта.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: улучшена технология калибровки ПР, дополнен датчик сплошности потока, доработано программное обеспечение СОИ.

Степень внедрения: на стадии технического предложения.

Область применения: учет нефти.

Экономическая эффективность/значимость работы – перспективная.

ESSAY

The final qualifying work contains 113 pages, 4 figures, 25 tables, 30 sources, 1 application.

Keywords: control, mass, oil, flow rate, density, viscosity, temperature, pressure

The object of the study is the acceptance point for monitoring the mass and quality of oil in the Krasnoyarsk Territory.

The purpose of the work is the development of technical and technological solutions to improve the acceptance point (CAP) on the example of an object in the Krasnoyarsk Territory.

In the course of the research,

- Study of the characteristics of the region and the field.
- Analysis of the composition and purpose of the PSP, and its most important components.
- Study of the methodological and hardware support of the process of oil control at the PSP.
- Formulating proposals for improving oil control technology.
- Analysis of the financial features of the scientific project and aspects of social responsibility.

As a result of the study, the features of the PSP were determined, proposals were made for further improvement of the facility operation technology.

The main design, technological and technical and operational characteristics: improved PR calibration technology, supplemented flow continuity sensor, improved SDI software.

Degree of implementation: at the stage of technical proposal.

Scope: accounting for oil.

The economic efficiency/significance of the work is promising.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В настоящей работе приняты следующие сокращения:

- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- АП – автоматический пробоотборник;
- БИК – блок измерений показателей качества нефти;
- БИЛ – блок измерительных линий;
- БПУ – блок поверочной установки;
- БСЭ – блок средств эталонных
- БФ – блок фильтров;
- ВУ – верхний уровень;
- ЗД – задвижка;
- ИВК – измерительно-вычислительный комплекс;
- ИЛ – измерительная линия;
- ИЛНИН – испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов;
- ИФС – индикатор фазового состояния нефти;
- КМХ – контроль метрологических характеристик;
- КТ – комплекс технологический;
- МВИ – методика выполнения измерений;
- МХ – метрологические характеристики;
- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
- ПВ – поточный влагомер;
- ПЗУ – пробозаборное устройство;
- ПО – программное обеспечение «АРМ оператора»;
- ПП – преобразователь плотности;
- ПР – преобразователь расхода;
- ПСП – приемо-сдаточный пункт;
- ПУ – поверочная установка;
- РВС – резервуар вертикальный стальной;
- СИ – средства измерений;
- СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СОИ – система обработки информации;
ТКО – товарно-коммерческие операции;
ТПУ – трубопоршневая установка;
ТПР – турбинные преобразователи расхода;
ФГУ – фильтр – грязеуловитель;
ЦПУ – цифropечатающее устройство;
ЦСМ – центр стандартизации и метрологии.

Оглавление	
Задание выдал консультант:.....	5
ВВЕДЕНИЕ	16
1. ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕГИОНА	18
1.1. Месторождение	18
2. ОПИСАНИЕ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ПСП	21
2.1. Характеристика продукта - требования к товарной нефти.....	21
2.2. Оборудование ПСП.....	24
2.2.1 Состав ПСП.....	24
2.2.2. Назначение ПСП	26
2.2.3. Автоматизация ПСП	29
2.2.4. Состав СИКН	30
2.3. Технологическая схема ПСП	36
2.3.1. Правила приемки.....	36
2.3.2. Методы измерений показателей качества нефти	38
2.3.3. Определение массы нефти.....	43
2.4. Факторы, влияющие на эффективность эксплуатации СИКН	49
3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПСП	52
3.1. Разработка предложений по совершенствованию технологической схемы приемосдаточного пункта на примере объекта в Красноярском крае.....	52
3.2. Выбор оборудования.....	57
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	63
5. ФИНАНСОВАЯ ЧАСТЬ	70
5.1. Потенциальные потребители результатов исследования	70
5.1.1.Анализ конкурентных решений.....	71
5.2. Исследование сильных и слабых сторон проекта.....	74
5.3. Планирование научно-исследовательских работ	79
5.4 . Определение трудоёмкости НИ – работы.....	81
5.5. Разработка графика проведения научного исследования.....	82
5.6. Бюджет научно-технического исследования	84
5.7. Страховые отчисления.....	90
5.8. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	91
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	94
6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	95
6.2. Производственная безопасность	97
6.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов	99

6.2.1. Отсутствие или недостаток естественного и искусственного освещения	99
6.2.2. Повышенный уровень шума	99
6.2.3. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на месторождении работающего	100
6.2.4. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества, химикаты, химическая продукция)	101
6.2.6. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы; падающие деревья и их части; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо)	102
5.2.7. Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	103
6.2.8. Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего, стоящего на опорной поверхности, на эту же опорную поверхность	103
6.3. Экологическая безопасность	104
6.3.1. Защита селитебной зоны	104
6.3.2. Защита атмосферы	104
6.3.3. Защита гидросферы	105
6.3.4. Защита литосферы	106
6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	109
Список использованной литературы	110
Приложение 1	113

ВВЕДЕНИЕ

Учет готовой продукции, поступающей от нефтедобывающей промышленности, подводит итог напряженному труду больших коллективов по сооружению скважин и их эксплуатации для добычи нефти. То же относится и к отгрузке готового продукта, где качество нефти стоит на первом месте по важности для потребителей.

На сегодняшний день актуальным является совершенствование учета природных ресурсов на всех этапах из жизненного цикла: добыча, транспортировка, переработка и реализация. Этого требуют как соответствующие Федеральные законы, так и соображения прибыльности предприятий, занимающихся транспортировкой или переработкой нефти. Эффект в конечном итоге зависит от точности и качества проведения товарно-коммерческих операций по учету готового продукта. Поэтому важным условием является повышение точности, достоверности, и воспроизводимости результатов измерений массы и качества пропускаемой нефти через приемосдаточный участок.

Целью настоящей квалификационной работы является исследование возможности дальнейшего совершенствования технологической схемы приемо-сдаточного пункта (ПСП) на примере объекта в Красноярском крае.

Для достижения поставленной цели будут решены следующие задачи:

- изучение особенностей региона и месторождения;
- анализ состава и назначения ПСП, и его важнейших составных частей;
- исследование методического и аппаратного обеспечения процесса контроля нефти на ПСП;
- формулирование предложений по совершенствованию технологии контроля нефти;

					Разработка предложений по совершенствованию технологической схемы приемо-сдаточного пункта на примере объекта			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Гулько А.А.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					16	113
<i>Консульт.</i>						ТПУ зр.3-2Б7А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брцсник О.В.</i>						

- анализ финансовых особенностей научного проекта и аспектов социальной ответственности.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

1. ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕГИОНА

1.1. Месторождение

■ месторождение (■) нефти и газа — одно из крупнейших месторождения России, расположенное в Красноярском крае в юго-западном направлении от п. Тура на удалении около 280 км [1, 2].

■ расположено на юге Муниципального Эвенкийского района Красноярского края, в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски. Ближайшим населенным пунктом является п. ■, расположенный в 100 км. Рельеф в регионе грядовый, холмисто-увалистый, склоны крутизной до 10-15°. Глубоко врезанные долины рек имеют абсолютные отметки от 160 м до 240 м, водоразделы от 300 м до 700 м.

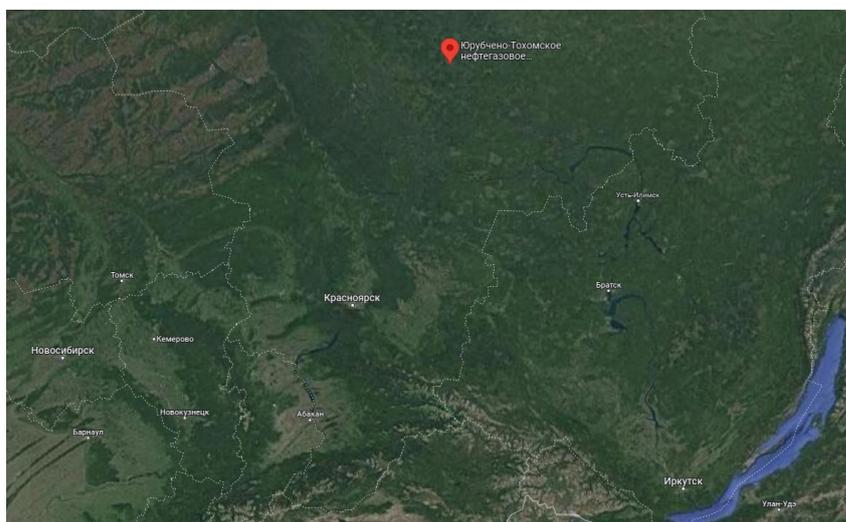


Рисунок 1 – расположение месторождения [3]

Местность в районе месторождения пересеченная узкими долинами рек и ручьев, труднодоступная для всех видов механического транспорта. Район месторождения относится к зоне тайги, характеризуется темно- и светлохвойными лесами. Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и холодная. Самая низкая температура воздуха достигает минус 60 °С. Температура воздуха наиболее холодной пятидневки составляет

					Разработка предложений по совершенствованию технологической схемы приемо-сдаточного пункта на примере объекта			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гулько А.А.			Природно-климатические условия региона	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					18	113
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б7А		
Рук-ль ООП		Брцник О.В.						

Подача каждого насоса составляет $Q_{ном} = \blacksquare \text{ м}^3/\text{ч}$, напор - $H = \blacksquare \text{ м}$.

Насосы имеют частотно-регулируемый привод.

В составе ПСП насосы соединены параллельно.

В нормальном режиме работают 2 насоса и 1 находится в горячем резерве. Кроме того, один насос - в холодном резерве.

Точка подключения внешнего нефтепровода имеет две шиберных задвижки диаметром 400 мм с электроприводами.

Рабочее давление в точке подключения – до 0,4 МПа.

Между задвижками расположен обратный клапан.

\blacksquare имеет следующие резервуары общей емкостью $\blacksquare \text{ м}^3$:

- 6 сепарационных установок сборного пункта РВС \blacksquare ;
- 3 установки подготовки нефти $\blacksquare \text{ м}^3$;

Максимально допустимый технологический остаток в товарных резервуарах составляет – не более $\blacksquare \text{ т}$.

Остаток мёртвой полости – $\blacksquare \text{ т}$.

Емкость для товарных операций – \blacksquare тонн при плотности нефти $820,0 \text{ кг/м}^3$.

Общая площадь операторных и административных помещений составляет 251 м^2 .

Испытательная лаборатория нефти аккредитована Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии, работает в круглосуточном режиме.

В резервной схеме учета нефти применены поверенные резервуары \blacksquare с системой измерения уровня и температуры (погрешность не более $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$).

Масса нефти в резервуарах \blacksquare определяется косвенным методом статических измерений согласно МИ 2951.

					<i>Природно-климатические условия региона</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

2. ОПИСАНИЕ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ПСП

2.1. Характеристика продукта - требования к товарной нефти

Общие характеристики и требования к товарной нефти, которая должна выходить из ПСП, изложены в федеральных нормативных документах [4, 5].

Классификация нефти проводится по ряду физико – технических параметров, как - содержание серы, плотность, выход фракций, содержание парафина.

В общем смысле рабочая среда – нефть характеризуется следующими параметрами, диапазоны которых установлены нормативными документами и соответствуют пределам измерения оборудования ПСП:

- температура среды (min-max), °С;
- плотность среды (min-max), кг/м ;
- вязкость среды (min-max), сСт;
- содержание воды в единицах массовой доли, %;
- механические примеси в единицах массовой доли, %;
- приведенная концентрация хлористых солей – мг на литр, мг/дм ;
- абсолютное давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.);
- содержание серы в единицах массовой доли, %;
- массовая доля парафина в нефти, %;
- выход фракций, %, до значений температур:200 °С, 300 °С, 350 °С;
- содержание сероводорода в массовых долях, млн (ppm);
- массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн (ppm);
- рабочий диапазон давления на ПСП (min-max), МПа;
- рабочее давление при проведении перекачки, МПа;
- диапазон изменения расход нефти (min – max), т/ч (м/ч).

Требования и классификация нефти по доле серы приведены в таблице 1, которая показывает, что предусмотрено 4 класса в зависимости от доли

					Разработка предложений по совершенствованию технологической схемы приемо-сдаточного пункта на примере объекта		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Гулько А.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.				21	113
Консульт.					Описание и характеристики ПСП		
Рук-ль ООП		Брцсник О.В.					
					ТПУ гр.З-257А		

серы в сырой нефти.

Таблица 1 - классы нефти по содержанию серы

Класс	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытания
1	Малосернистая	≤0,60	[1]
2	Сернистая	0,61 ÷ 1,8	[2, 3]
3	Высокосернистая	1,81 ÷ 3,5	
4	Особо высокосернистая	≥3,50	

Здесь: 1 - ГОСТ 1437; 2 - ГОСТ Р 51947; 3 - ГОСТ Р 51858-2002.

По плотности, а при поставке на экспорт - дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина нефть подразделяют на пять типов, как показано в таблице 2.

Таблица 2 - типы нефти по плотности, фракциям, парафину

Наименование показателя	Тип нефти										Метод испытания
	Особо легкая		Легкая		средняя		Тяжелая		битуминозная		
	РФ	Э	РФ	Э	РФ	Э	РФ	Э	РФ	Э	
ПЛТ [кг/м ³]											[1, 2]
20°С	≤ 830		(830÷850)		850÷870		870÷895		>895		
15°С	≤834		(834÷854)		854÷874		874÷898		>898		
ВФ %											[4]
200 °С	-	>30	-	>27	-	>21	-	-	-	-	
300 °С	-	52	-	47	-	42	-	-	-	-	
МДП %	-	≤6	-	≤6	-	≤6	-	-	-	-	[5]

					Описание и характеристики ПСП					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						22

Здесь: РФ – для внутренних поставок по России; Э – для поставок на экспорт; 1 - ГОСТ 3900; 2 - ГОСТ Р 51858-2002; 3 - ГОСТ Р 51069; 4 - ГОСТ 2177; 5 - ГОСТ 11851; ПЛТ – плотность нефти; ВФ – выход фракций; МДП – массовая доля парафина.

По степени подготовки нефть подразделяют на группы, как показано в таблице 3.

Таблица 3 - группы нефти по содержанию воды, хлоридов, примесей, паров

Наименование показателя	Группы нефти			Метод испытания
	1	2	3	
1 Массовая доля воды, %	≤0.5	≤0.5	≤1.0	[1]
2 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	≤100	≤300	≤900	[2]
3 Массовая доля механических примесей, %	≤0,05			[3]
4 Давление насыщенных паров, кПа	≤66,7			[4, 5]
5 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204°С, млн ⁻¹ (ppm)	≤10	≤10	≤10	[6]

1 - ГОСТ 2477; 2 - ГОСТ 21534; 3 - ГОСТ 6370; 4 - ГОСТ 1756; 5 - ГОСТ Р 52340; 6 - ГОСТ Р 52247.

По содержанию сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на 2 вида, показанных в таблице 4.

Таблица 4 - виды нефти

Наименование показателя	Вид нефти		Метод испытания
	1	2	
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm)	≤20	≤100	ГОСТ Р 50802;
Суммарная массовая доля метил- и этилмеркаптанов, млн ⁻¹ (ppm)	≤40	≤100	

Кинематическая вязкость нефти – $(2 \div 10)$ сТс [6].

Форма паспорта качества при приеме нефти от грузоотправителей приведена в Приложении 1 [7].

2.2. Оборудование ПСП

2.2.1 Состав ПСП

Приемо-сдаточный пункт (ПСП) - пункт по учету количества и оценке качества нефти, на котором принимающая и сдающая нефть стороны выполняют операции приема-сдачи нефти [8-10].

ПСП организуют на территории предприятий, осуществляющих - добычу, подготовку, транспортировку, перевалку, хранение и переработку нефти.

Учет нефти выполняются в тоннах по массе нетто (без веса упаковки).

Основной метод состоит в том, что массу брутто (с учетом балласта) нефти вычисляют как интеграл по времени от произведения объема нефти на её плотность, приведенные к стандартным условиям. Для вычисления массы нетто балласт вычитают из брутто. Все вычисления в реальном времени производят средства измерительно – вычислительного комплекса ПСП, куда поступают электрические аналоги всех измеряемых сигналов от физических величин. Требования к ПСП отражены в нормативном документе МИ 2837.

Число значащих цифр в протоколе сдачи – приемки нефти, отражающее точность проводимых измерительных процедур, указано в таблице 5.

Таблица 5 – пример точности выполняемых измерительных процедур на ПСП

Наименование параметра	Число цифр после запятой
Температура, °С	1
Давление, МПа	2
Плотность, кг/м ³	1
Масса, т	0
Объем, м ³	0

Массовая доля балласта, %	4
Массовая доля хлористых солей, %	4
Массовая доля механических примесей, %	4
Массовая доля воды, %	2
Массовая доля серы, %	2

Алгоритм проводимых измерений излагается в методике измерений по ГОСТ 8.587. В состав стандартного приемосдаточного пункта нефти входят следующие сооружения [11]:

- насосная установка перекачки от или к внешним потребителям или поставщикам нефти;
- обязательная система измерения количества нефти (СИКН) и показателей её качества – в качестве основной схемы учета с применением метода косвенных динамических измерений расхода рабочей жидкости специализированными преобразователями расхода, плотности, температуры, давления; может быть несколько СИКН по разным направлениям работы пункта - в пределах одного ПСП;
- резервная схема учета, с погрешностью не хуже $\pm 0,75$ %;
- аккредитованная аналитическая испытательная лаборатория для проведения анализов образцов нефти;
- трубопоршневая поверочная установка (ТПУ), входящая в состав СИКН;
- подземная, чаще всего, дренажная емкость неучтенной нефти с погруженным насосом НЦСГ-Е-8-50;
- резервуары;
- компьютеризованная информационно – измерительная система;
- программно – математическое обеспечение;
- арсенал арбитражных проб.

Общая структура и направленность движения нефти показаны на рисунке 2.

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

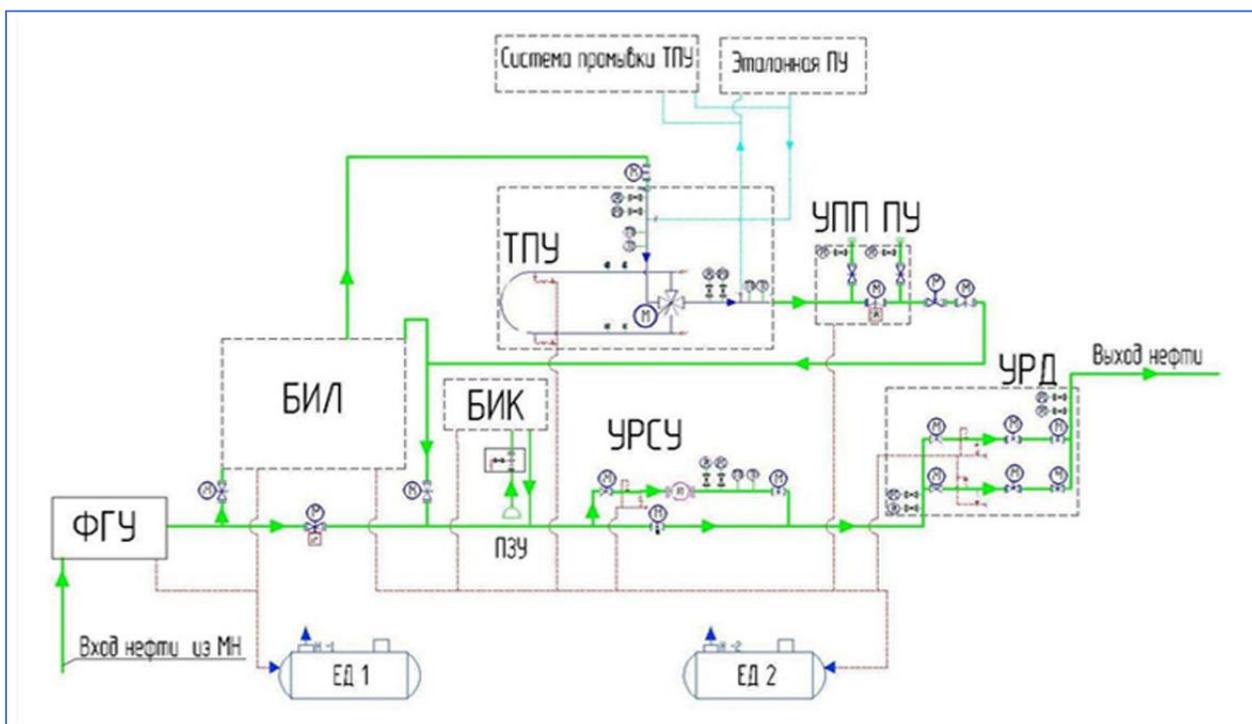


Рисунок 2 - ПСП нефтепродуктов с указанием направления движения нефти [13]

ФГУ – фильтр – грязеуловитель;

БИЛ – блок измерительных линий;

БИК – блок измерения качества – параметров качества протекающей нефти;

ТПУ – трубопоршневая поверочная установка;

УРД – устройство расходомерных датчиков;

2.2.2. Назначение ПСП

В рамках описанной выше цели по учету количества и качества пропускаемой нефти, основными задачами ПСП являются следующие [7-11]:

- выполнение организационно-технических мероприятий по проведению приемо-сдаточных операций с нефтью;
- обеспечение достоверности измерения количества и контроля качества нефти;

Для выполнения поставленных задач администрация ПСП должна реализовывать следующие функции:

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

- безусловное выполнение заданий на сутки, месяц, квартал по обработке поступающей нефти при строгом соблюдении требований технологии, а также без нарушения работы магистральных нефтепроводов;
- достоверное следование требованиям действующих нормативных документов как при приеме, так и при сдаче нефти потребителю;
- обеспечение единства измерений в соответствии с действующими стандартами при выполнении установленных операций учёта нефти;
- поддержание в порядке пломб на запорной арматуре, которая обеспечивает неизменность технологической схемы транспортировки нефти при выполнении операций учёта;
- эксплуатация оборудования и средств измерений в соответствии с их эксплуатационной документацией;
- организация контроля состояния основного и резервного оборудования ПСП;
- контроль и регистрация эксплуатационно-технических параметров применяемого оборудования;
- своевременное оформление приемо-сдаточной документации, предусмотренной к формированию по результатам учёта нефти;
- выполнение требований ГОСТ Р 51858 при определении показателей качества нефти;
- своевременное оформление отчётов согласно утверждённой системе документооборота;
- своевременная передача руководству информации о возникающих неисправностях и принятие срочных мер по их устранению;
- регулярная плановая проверка срабатывания защит, отключающих насосы внешней откачки на ПСП;
- проверки правильности оформления товарно - коммерческих операций и устранения выявленных замечаний;
- применение безопасных методов труда с соблюдением правил внутреннего трудового распорядка;

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

- соблюдение требований пожарной безопасности.

СИКН предназначен для автоматизированных измерений массы нефти с установленной погрешностью, величина которой не превышает значений, регламентированных ГОСТ 8.587 [13].

Рабочая среда - нефть, соответствующая требованиям ГОСТ 31378.

СИКН обладает следующими функциональными возможностями, определяющими его назначение:

- определение массы перекачанной нефти (в тоннах);
- измерения массы нефти по каждой ИЛ с преобразователями расхода – массового или объемного (по разным, отличающимся методикам);
- определение массы нефти по СИКН в целом;
- измерения объема нефти с помощью преобразователей объемного расхода с учетом давления и температуры среды в потоке;
- измерения плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры – для последующего учета при работе с измерителями объемного расхода (скорости потока).

СИКН предназначен для определения массы нефти по каждой ИЛ одним из следующих способов:

1. по результатам интегрирования в реальном времени произведения измеренного объема нефти, проходящей по каждой ИЛ на измеренное значение плотности нефти, после приведения измеренных значений к стандартным условиям;
2. по результатам измерений интегрально (накопленного) объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти, приведенной к условиям измерений объема;
3. определение массы нефти по СИКН в целом.

Комплекс СИКН обеспечивает вычисление массы балласта в нефти по результатам, получаемым от аналитической лаборатории, а также по результатам измерений с помощью поточных анализаторов качества нефти.

Например, коммерческий учет нефти [REDACTED] месторождения, поступающей от установок подготовки нефти, и подлежащей сдаче

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

на НПС - осуществляет СИКН №1510, который выполняет следующее функциональное назначение:

1. Автоматическое измерение технологических параметров процесса - температуры и давления рабочей жидкости в потоке;
2. Автоматическое измерение показателей качества нефти;
3. Индикация, регистрация и архивирование результатов измерений;
4. Поверка СИ на месте эксплуатации, включая ПР, ПП, влагомеры и вискозиметры - без прекращения учетных операций;
5. Отбор объединенной пробы нефти по ГОСТ 2517, а также автоматическое формирование 2-х часовых, посменных, суточных и месячных отчетов.

Измерительная линия (ИЛ) – основная функциональная часть конструкции системы измерений количества и показателей качества нефти, обеспечивающая заданную точность измерений [7].

2.2.3. Автоматизация ПСП

Перечислим для информации датчики и исполнительные устройства, сигналы с которых используются в общей измерительно – вычислительной системе ПСП для автоматизированного управления технологией контроля массы и качества нефти на ПСП [7-11]:

- перепад давления на фильтре;
- датчики давления на насосе;
- температура подшипника насоса;
- температура в камере разгрузки насоса;
- осевой сдвиг насоса;
- осевая, горизонтальная и вертикальная составляющие вектора вибрации подшипника двигателя и подшипника насоса;
- частота вращения ротора насоса;
- температура воздуха в помещении насосной станции;
- загазованность в помещении насосной станции;
- датчики состояния (открыт/закрыт) защитного кожуха насоса;
- при открытом защитном кожухе муфты насоса.

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Устройство СИМК также имеет следующие датчики и исполнительные устройства, сигналы с которых используются в общей измерительно – вычислительной системе ПСП:

- температура в рабочей, резервной и контрольной линиях БИЛ;
- температура нефти во входном и выходном коллекторах БИЛ;
- температура нефти в трубопроводе к ТПУ (поверочная установка);
- температура в трубопроводе возврата от ТПУ;
- температура в трубопроводе БИК;
- давление нефти до и после фильтров в БФ;
- давлений в рабочей, резервной и контрольной линиях БИЛ;
- давления нефти во входном и выходном коллекторе БИЛ;
- давление в трубопроводе к ТПУ и на возврате;
- давление в нагнетательном коллекторе насосов БИК;
- давление в трубопроводе БИК;
- перепад давления на фильтрах БФ, БИЛ и БИК;
- расход нефти в рабочей, резервной и контрольной линиях БИЛ;
- расход нефти в трубопроводе БИК;
- массовая доля воды в нефти в трубопроводе БИК;
- плотность нефти в трубопроводе БИК;
- наличие свободного газа в нефти;
- загазованность в помещении СИКН;
- сигнализация достижения ДВК горючих газов и паров в помещении СИКН;
- автоматический отбор объединённой пробы;
- регулирование расхода нефти в измерительной линии БИК;
- регулирование расхода нефти в БИЛ;
- контроль функциональных параметров, местное и дистанционное управление вентиляцией, насосами, задвижками и клапанами.

2.2.4. Состав СИКН

СИКН (система измерения качества нефти) в стандартной конфигурации включает в себя следующие составные части [7-11]:

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Основной комплекс целевого технологического оборудования (КТ), состоящий из следующих функциональных узлов:

- Блок фильтров (БФ) на входе потока нефти;
- Блок измерительных линий (далее – БИЛ), состоящий из трёх линий – две рабочие и одна контрольно – резервная линия;
- Блок измерений показателей качества нефти (БИК);
- Блок поверочной установки (далее – БПУ на базе ТПУ как правило, с шаровым поршнем);
- Эталонная поверочная установка (ЭПУ);
- Система промывки ТПУ;
- Дренажные емкости с системой дренажа и канализации;
- Система сбора и обработки информации (СОИ) о процессе перекачки нефти;
- узел регулирования давления (при необходимости);
- узел регулирования расхода через ПУ (при необходимости);

Режим работы СИКН может быть постоянным или периодическим.

Блок-бокс СИКН, который включает в себя следующие вспомогательные системы:

- система воздушного отопления;
- система естественной и принудительной вентиляции;
- система и устройства естественного, рабочего, аварийно-эвакуационного и наружного освещения;
- система контроля и сигнализации загазованности помещений;
- система контроля и сигнализации пожара, включающая в себя внутренний противопожарный трубопровод;
- система производственного водоснабжения и канализации;
- система контроля авторизованного доступа в помещения ПСП;
- система заземления и молниезащиты помещений ПСП.

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Важнейшим элементом СИКН является система сбора и обработки информации (далее – СОИ), которая включает в себя следующие компоненты:

- шкаф сбора информации (ШСИ) – место подключения сигнальных линий от датчиков к СОИ;
- шкаф вторичной аппаратуры (ШВА) – предварительные нормирующие усилители, гальванические развязки, нормализаторы;
- средства сбора аналоговой и цифровой информации на основе мультиплексоров и аналого-цифровых преобразователей (АЦП);
- вычислительные средства обработки оцифрованной информации;
- шкаф аварийной защиты от перегрузок и сигнализации аварийных ситуаций (ШАЗС);
- автоматизированное рабочее место оператора (АРМ), оборудованное компьютером, монитором, клавиатурой, средствами связи и управления.

Системы распределения электроэнергии, включающей в себя следующие компоненты:

- Шкаф управления приточно-вытяжной вентиляцией и теплорегулирования (ШУПВВиТР);
- Низковольтное комплектное устройство (НКУ-0,4 кВ «СИКН»);
- Щит освещения (ЩО), и щит аварийного освещения (ЩАО);
- Шкаф пожарной сигнализации (ШПС) и панель пожарных устройств (ППУ);
- Шкаф устройств охранной сигнализации (ШОС).

Погрешность измерения в диапазоне изменения параметров контролируемой среды заданных условиях эксплуатации СИКН не должна превышать следующих значений:

- $\pm 0,25$ % при измерении массы брутто нефти рабочими средствами;
- $\pm 0,20$ % при измерении массы брутто нефти с помощью резервных ПР;
- $\pm 0,35$ % при вычислении массы нетто нефти.

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Пределы относительной погрешности измерений массы товарной нефти указаны в документе [12].

Пределы допускаемых погрешностей средств измерений и оборудования СОИ, входящих в состав СИКН, не должны превышать следующих значений, указанных в МИ 3532-2015:

- Для рабочих ПР не хуже $\pm 0,25$ %;
- Для резервных ПР не хуже $\pm 0,20$ %;
- Для вторичной аппаратуры не хуже $\pm 0,05$ %;
- Для преобразователей давления не хуже $\pm 0,5$ %;
- Перепада давления не хуже $\pm 2,5$ %;
- Для манометров не хуже $\pm 0,6$ %;
- Для термосопротивлений не хуже $\pm 0,2$ %;
- Для стеклянных термометров не хуже $\pm 0,2$ %;
- Для поточной плотности не хуже $\pm 0,3$ %;
- Для поточной вязкости не хуже $\pm 1,0$ %;
- Для поточных расходомеров не хуже ± 5 %;
- Для влагосодержания в потоке не хуже $\pm 0,1$ %.

БИЛ рекомендуется располагать в помещениях с вытяжной вентиляцией, автоматическая система пожаротушения, контролем загазованности, световой и звуковой сигнализацией аварийных ситуаций.

БИЛ состоит из следующих элементов:

- входной и выходной коллекторы;
- коллектор к преобразовательным устройствам (ПУ);
- измерительные линии (ИЛ) - рабочие, резервные - число которых должно быть не меньше 30% от числа рабочих линий
- дренажная система для очистки трубопроводов перед началом работы системы.

В состав ИЛ с преобразователями расхода входят:

- входная запорная арматура ИЛ;
- фильтр тонкой очистки в комплекте;

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

- преобразователь расхода с погрешностью не более $\pm 0,15$ % и в комплекте со выпрямителем потока (прямыми участками до и после ПР);
- преобразователь температуры с погрешностью не более $\pm 0,2$ °С;
- преобразователь давления с погрешностью не более $\pm 0,6$ %;
- запорная арматура с контролем протечек;
- регулятор расхода на выходе линии.

На выходном коллекторе необходимо иметь манометр и преобразователь давления с погрешностью не хуже $\pm 1,0$ % , а также термометр с погрешностью не хуже $\pm 0,2$ °С.

Запорная арматура с диаметром более 150 мм должна иметь электропривод. Дренажная система БИЛ - закрытого типа, с контролем протечек.

В БИК устанавливают следующие поточные измерительные устройства:

- преобразователи плотности с погрешностью не хуже: $\pm 0,36$ кг/м³;
- преобразователи влагосодержания с погрешностью не хуже $\pm 0,1$ %;
- вискозиметры с погрешностью не хуже $\pm 1,0$ %;
- преобразователи температуры с погрешностью не хуже $\pm 0,2$ °С;
- преобразователи давления с погрешностью не хуже $\pm 0,6$ %;
- пробоотборники по ГОСТ 2517 для отбора проб в контейнеры вместимостью от трех литров;
- циркуляционные насосы (рабочий и резервный), обеспечивающие требуемый расход нефти через БИК;
- расходомер (ПР);
- регулятор расхода нефти через БИК;
- систему промывки поточных преобразователей (при необходимости).

Поверочная установка СИКН (ПУ) обеспечивает поверку при необходимости первичных ПР на месте эксплуатации без нарушения режимов перекачки нефти. ПУ обладает дистанционным контролем протечек. Производительность ПУ должна быть достаточной для поверки ПР во всем

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

диапазоне измеряемых величин. В резервной схеме учета, используются те же преобразователи, как перечислено выше для основной схемы.

Число резервуаров, используемых в резервной схеме учета, определяют проектом СИКН. Резервуары должны иметь градуировочные таблицы, утвержденные Государственной метрологической службой. Резервуары оснащают стационарными уровнемерами с погрешностью не хуже ± 3 мм, а также стационарными многоточечными преобразователями температуры с погрешностью не хуже $\pm 0,5^\circ\text{C}$.

Аналитическая лаборатория СИКН выполняет испытания нефти в ходе приемо-сдаточных операций, и должна быть аккредитована в установленном порядке. Лаборатория проводит испытания нефти на соответствие требованиям ГОСТ Р 51858 с установленной точностью. Кроме того, лаборатория определяет физико-химические показатели нефти для контроля технологических режимов системы ПСП. Испытательная лаборатория должна иметь квалифицированный персонал; соответствующие помещения; необходимое оборудование; соответствующее метрологическое обслуживание; стандартные образцы, реактивы, вещества; нормативные и методические документы; систему регистрации и прохождения проб нефти; систему контроля качества результатов испытаний; графики отбора проб нефти; графики поверки СИ; актуальное программное обеспечение для обработки, регистрации, оформления отчетности и хранения информации.

Рекомендованная структура СИКН приведена на рисунке 3, а один из бесчисленных примеров реализации – на рисунке 4 соответственно.

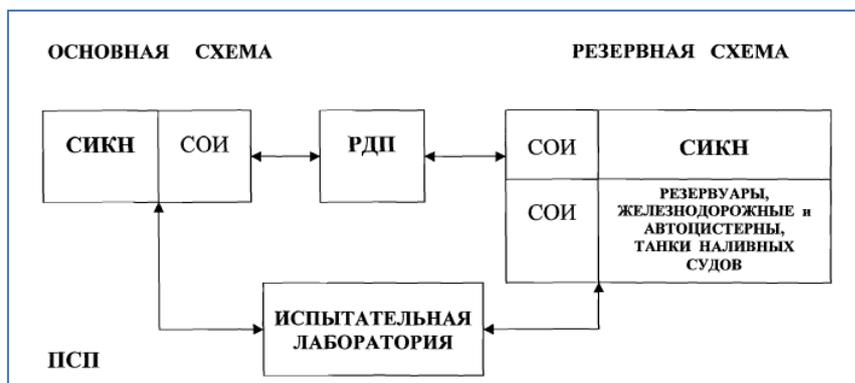


Рисунок 3 - рекомендуемая структура СИКН

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35



Рисунок 4 - пример реализации СИКН

Здесь: ПР – преобразователь расхода нефти; ПУ – поверочная установка; БФ – блок фильтров (входных); РР – регулятор расхода; Е – система контроля протечек; ПОУ – пробоотборное устройство; КШ – шаровый кран – «воздушник»; Кд – дренажный кран; М – механизированная задвижка с приводом.

2.3. Технологическая схема ПСП

2.3.1. Правила приемки

На современных ПСП поступающую нефть принимают определенными партиями, под которыми понимают считают любое количество нефти, сопровождаемое одним общим документом о качестве в соответствии с требованиями ГОСТ 1510. Отбор проб поступающей нефти для анализа производят по ГОСТ 2517. Для проверки соответствия нефти установленным требованиям проводят приемосдаточные и периодические испытания поступающей партии.

Первый тип - приемосдаточные испытания проводят для партии нефти по следующим показателям:

- удельная плотность поступившего материала;
- доля серы в нефти в единицах удельной массы;

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

- доля воды в поступившей партии также в единицах удельной массы;
- доля хлористых солей в массовых долях;
- при поступлении нефти по трубопроводу проверяют также давление насыщенных паров.

При невыполнении установленных требований к нефти проводят повторные испытания отобранной пробы, и данные результаты распространяют на всю поступившую партию.

Второй тип испытаний - периодические выполняют не реже одного раза в 10 дней по следующим дополнительным показателям:

- наличие механических примесей в единицах массовых долей;
- давление насыщенных паров – теперь уже обязательно;
- наличие в нефти сероводорода в массовых долях;
- наличие хлорорганических соединений в количественных единицах.

Диапазон испытаний расширяется при поставке нефти на экспорт. В этом случае дополнительно измеряют выход фракций и наличие парафина в нефти в массовых долях.

Результаты проведенных периодических испытаний оформляют документально, фиксируя качество испытываемой партии нефти и качество всех партий до проведения очередных периодических испытаний.

При получении несоответствия установленным требованиям в результатах периодических испытаний по любому показателю испытания переводят в категорию приемосдаточных для каждой партии, которые продолжают до получения положительных результатов не менее чем в трех сериях измерений подряд.

В случае появления разногласий сторон в оценке качества нефти проводят испытания сохраненной арбитражной пробы, которые выполняют в специализированной лаборатории, определенной по соглашению сторон, а результаты данных испытаний считают окончательными и заносят в финальный документ о качестве на данную поступившую партию нефти.

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

2.3.2. Методы измерений показателей качества нефти

Плотность нефти

Расчетное значение плотности нефти ($\rho_{расч}$) определяют при отборе среднесменной пробы нефти автоматическим пробоотборником [7 – 13].

Плотность пробы нефти измеряют ареометром или лабораторным плотномером.

Плотность нефти на потоке в нефтепроводе определяют специализированными приборами – плотномерами, которые могут быть выполнены по разным принципам, но должны удовлетворять единым установленным требованиям по точности измерений.

При возникновении разногласия сторон в оценке плотности нефти финальную величину определяют по ГОСТ 3900, ГОСТ Р 51069.

В результат измерения вводят поправку - полученное в измерениях значение плотности приводят к условиям измерения объема нефти за смену согласно МИ 2153.

Возможно приведение к стандартным условиям согласно требованиям ГОСТ Р 8.595.

В случае отказа или отсутствия автоматического пробоотборника отбор точечной пробы производят каждые два часа работы системы ПСП. При этом также производится приведение результатов измерения к условиям за смену, либо к стандартным условиям по ГОСТ Р 8.595.

В случае равномерной перекачки нефти через оборудования ПСП в течение смены расчетное значение плотности нефти ($\rho_{расч}$, кг/м³) вычисляют по следующей формуле:

$$\rho_{расч} = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_i}{n},$$

где: ρ_i - значение плотности i -й точечной пробы в течение смены, взятых через регулярные интервалы времени;

n - количество точечных проб нефти, взятых таким образом в течение смены.

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

В случае неравномерной перекачке нефти в течение смены – с изменяющейся величиной расхода более чем на 10% между соседними измерениями - расчетное значение плотности нефти ($\rho_{расч}$, кг/м³) вычисляют по другой формуле:

$$\rho_{расч} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta V_i \cdot \rho_i}{\sum_{i=1}^n \Delta V_i},$$

где: ΔV_i - приращение объема перекачанной нефти между двумя соседними отборами точечных проб, м³;

ρ_i - значение плотности i -й точечной пробы.

Масса нефти

Общую величину массы перекачанной в течение суток нефти ($M_{сут}$, т) вычисляют как сумму масс нефти, вычисленных за каждую смену, по следующей формуле:

$$M_{сут} = \sum_{i=1}^n M_{см},$$

где: n - количество смен в течение суток.

В случае отказа обоих ПП разрешено для вычисления массы нефти использовать расчетные данные путем введения их с клавиатуры оператора ПСП с дальнейшим использованием действующих алгоритмов вычислений.

В этом случае подобная эксплуатация допускается не более, чем в течение 2-х месяцев, в течение которых неисправные первичные преобразователи (ПП) должны быть восстановлены.

Измерение массы нефти выполняют по ГОСТ Р 8.595 методом прямых динамических измерений [14], по которому масса нефти определяют как результат прямых измерений прибора – массомера – измерителя массы - весы.

В этом случае величину объема нефти вычисляют как частное от деления массы нефти на плотность, где обе величины приводятся к стандартным условиям.

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Допускаемая относительная погрешность прибора для измерения массы нефти – массомера при реализации метода прямых динамических измерений - должна быть не более $\pm 0,25\%$ [14].

При измерениях массы нефти косвенным методом динамических измерений используют поточные датчики объёмного расхода (скорости потока) и плотности [8], измерения проводят автоматически, а для получения результата используют автоматическую компьютеризованную систему обработки данных в реальном времени.

При реализации данного метода обязательно проводят измерения температуры нефти и давления в измерительных линиях – в режиме реального времени с установленной частотой выборок.

Массу брутто нефти в таком случае вычисляют как произведение объема нефти на плотность, где обе величины приведены к стандартным условиям или к реальным условиям измерений по следующей формуле:

$$m = V \cdot \rho_{п.п} [1 + \beta(T_p - T_v) + \gamma(P_v - P_p)],$$

где: V - объем нефти, измеренный поточным преобразователем объёмного расхода – скорости потока, при известном сечении трубопровода, m^3 ;

$\rho_{п.п}$ - плотность нефти, измеренная поточным преобразователем плотности, $кг/м^3$;

β - температурный коэффициент объёмного расширения нефти в размерности $[^{\circ}C^{-1}]$, определяемый в соответствии с МИ 2632;

T_p – текущее значение температуры нефти в преобразователе плотности в ходе измерений, $^{\circ}C$;

T_v – текущая температура нефти в преобразователе расхода, $^{\circ}C$;

γ - коэффициент сжимаемости нефти $[МПа^{-1}]$, определяемый по МИ 2632;

P_p – величина избыточного давления в преобразователе плотности, МПа;

P_v - избыточное давление в преобразователе расхода, МПа.

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

При приведении плотности нефти к температуре 15°C массу брутто нефти определяют по следующей формуле:

$$m = V_{15} \cdot \rho_{15};$$

где:

ρ_{15} - плотность нефти, приведенная к температуре 15°C и нулевому избыточному давлению [кг/м³], определяемая по МИ 2153;

V_{15} - объем нефти, приведенный к температуре 15°C и нулевому избыточному давлению [м³], который, в свою очередь, определяется по формуле:

$$V_{15} = V \cdot CTL_v \cdot CPL_v,$$

где: CTL_v - коэффициент, который учитывает влияние температуры на объем нефти, и вычисляется по формуле:

$$CTL_v = \exp [-\beta_{15} \cdot Dt_v \cdot (1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot Dt_v)],$$

где: β_{15} - коэффициент объемного расширения нефти при 15°C по МИ 2632;

$$Dt_v = (t_v - 15)$$

- разность между температурой нефти при измерении объема (t_v) и стандартной температурой (15°C);

CPL_v - коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, вычисляемый по формуле:

$$CPL_v = \frac{1}{1 - \gamma_t P_v},$$

где:

γ_t - коэффициент сжимаемости нефти при температуре измерения плотности, который определяется по следующей формуле:

$$\gamma_t = 10^{-3} \exp \left[-1,6208 + 0,00021592 t_v + \frac{870960}{\rho_{15}^2} + \frac{4209,2}{\rho_{15}^2} t_v \right].$$

При приведении плотности нефти к другой температуре (например – к 20°C) все обозначенные выше поправочные коэффициенты берутся в указанных нормативных документах соответственно заданной температуре приведения.

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Примеси

Для определения массовой доли механических примесей, органических хлоридов и парафина составляют накопительную пробу из равных количеств нефти всех объединенных проб, отобранных за период между измерениями по ГОСТ 2517.

Пробу помещают в герметичный сосуд.

Давление насыщенных паров, выход фракций, массовую долю сероводорода и легких меркаптанов определяют в точечных пробах, отобранных по ГОСТ 2517.

Содержание органических хлоридов в нефти в единицах массовой доли выполняют по ГОСТ Р 52247. Для получения фракции, выкипающей до температуры 204 °С, допускается использование аппаратуры по методу Б из ГОСТ 2177. При появлении разногласий сторон в оценке массовой доли органических хлоридов – финальное качество нефти по данному параметру определяют по ГОСТ Р 52247.

Сера

Массовую долю серы определяют по ГОСТ 1437, ГОСТ Р 51947, при этом массовая доля воды в пробе не должна превышать величину 0,5 %.

При возникновении разногласий сторон в оценке качества нефти по содержанию серы финальное определение выполняют по ГОСТ Р 51947.

Вода

Содержание воды в нефти в единицах массовой доли определяют по ГОСТ 2477.

При возникновении разногласий сторон в оценке наличия воды в нефти - массовую долю воды определяют по ГОСТ 2477 с использованием безводного ксилола или толуола.

Хлористые соли

Массовое содержание хлористых солей в нефти определяют по ГОСТ 21534.

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

При возникновении разногласий сторон в величине массовых концентраций хлористых солей в принимаемой нефти окончательную величину определяют методом А по ГОСТ 21534.

Давление паров

Давление насыщенных паров нефти определяют по ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340. Допускается применять метод согласно Приложению А с приведением к давлению насыщенных паров по ГОСТ 1756.

При разногласиях в оценке качества нефти давление насыщенных паров определяют по ГОСТ 1756.

Несогласованные разногласия сторон, возникающие при оценке качества нефти по любому из показателей, разрешаются с использованием ГОСТ Р 8.580.

2.3.3. Определение массы нефти

Измерение массы нефти двумя методами – прямым и косвенным методом динамических измерений [7].

Косвенный метод

При косвенном методе динамических измерений рекомендуется массу нефти определять с помощью ПР (преобразователей расхода) и поточных ПП (преобразователей плотности).

В этом случае - при косвенном методе - масса прошедшей нефти вычисляется средствами СОИ как интеграл произведения объема и плотности нефти, приведенных либо к условиям измерения объема, либо к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.595.

В этом случае определение объема нефти выполняется по показаниям преобразователей объемного расхода – измеряющих скорость потока в заданном сечении, как - турбинные, лопастные, роторные, ультразвуковые и другие из многочисленного ряда. Дополнительно применяются преобразователи давления и температуры – для внесения поправок на изменения условий, а также - СОИ – непосредственно для сбора информации и вычислений.

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Все применяемые датчики - поточного типа, не погружные.

Для обеспечения требуемых метрологических характеристик измерительного процесса на выходе каждой ИЛ, а также - на входе и выходе ПУ - устанавливаются преобразователи давления, манометр, преобразователь температуры и стеклянный термометр.

При этом - вычисление объема нефти при рабочих условиях и приведение к стандартным условиям – выполняют средства СОИ по каждой измерительной линии.

Также средства СОИ обеспечивают вычисление текущего значения плотности нефти в реальном времени при текущих значениях температуры и давления в БИК, которые также измеряются.

Вычисление финального значения массы нефти – осуществляется автоматически, с помощью программного обеспечения СОИ и соответствующих средств.

СОИ вычисляет и предоставляет оператору информацию о значении плотности нефти за установленный отчетный период (2 часа, смена, сутки), и приводит эту информацию к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.595.

Также вычисляются средневзвешенные значения температуры и давления по каждой измерительной линии и для СИКН в целом за тот же установленный отчетный период (2 часа, смена, сутки), предшествовавший текущему моменту.

При определении массы прошедшей нефти осуществляется автоматическая корректировка коэффициента преобразования турбинного ПР в зависимости от изменения расхода, вязкости, температуры или давления в потоке.

По заданию оператора выполняется поверка рабочих ПР без нарушения процесса измерения количества и показателей качества протекающей нефти.

Осуществляется сравнение показаний одновременно работающих преобразователей плотности, и выдается сигнал при превышении установленного предела разности показаний.

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Вычисление массы нефти нетто из брутто производится при вводе оператором с клавиатуры значений содержания примесей в виде - воды, хлористых солей и других примесей, определенных в испытательной лаборатории.

Для измерения массы воды в нефти применяются специально разработанный для СИКН поточный влагомер.

Средства СОИ СИКН осуществляют непрерывную защиту от несанкционированного доступа к константам системы, которые используются в вычислении массы нефти.

В процессе определения массы нефти косвенным методом путём её прохождения через СИКН, контролируются следующие параметры в режиме реального времени:

- расход нефти через измерительные линии в пределах заданного рабочего диапазона с учетом реального вида и аппроксимации в СОИ градуировочной характеристики ПР;
- поддержание требуемого значения расхода обеспечивается регулятором расхода, установленным в БИК; кроме того можно число оборотов циркуляционного насоса путем регулирования частотного регулятора; конкретное значение расхода нефти при этом контролируют расходомером, установленным в БИК;
- минимальное значение избыточного давления P нефти после ПР устанавливаются из соображений обеспечения бескавитационного режима течения; определяя величину давления из следующих соображений:

$$P = 2,06 \cdot P_n + 2 \cdot \Delta P,$$

где: P_n - давление насыщенных паров по ГОСТ 1756 [МПа] при максимальной температуре нефти в СИКН;

ΔP – падение давления на ПР [МПа], значение которого указано в эксплуатационной документации на преобразователь.

- измеряемое значение перепада давления на входных фильтрах не должно превышать паспортное значение для данного вида фильтра;

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

- вязкость нефти должна соответствовать величине, при которой проводилась поверка турбинного преобразователя расхода без корректировки по вязкости;

При наличии в турбинном расходомере алгоритма корректировки коэффициента преобразования ПР по изменяющейся вязкости, значение f/v должно находиться в рабочих пределах, указанных в паспорте на ПР.

Поверка ПР для косвенного метода

При эксплуатации ПР во время определения массы нефти косвенным способом - проводят периодические поверки рабочих преобразователей расхода путем сравнения с контрольным ПР.

Вопросам методики поверки преобразователей расхода, используемых в ходе определения массы нефти косвенным способом, уделено значительное внимание в регламентирующих нормативных документах [7 – 13].

Так, поверку проводят совместно со штатными выпрямителями струй, в автоматическом или в ручном режимах.

Коэффициент преобразования ПР по результатам поверки представляют в виде либо постоянного коэффициента с указанием границ рабочего диапазона расхода, либо в виде зависимости от величины расхода.

В межповерочном интервале проводят КМХ (контроль метрологических характеристик) рабочих ПР согласно утвержденным графикам.

При проведении КМХ расходомеров, используемых в косвенном методе определения массы нефти – контролируют вязкость нефти с помощью поточного вискозиметра, либо по показаниям аналитической лаборатории.

По результатам поверки и КМХ градуировочная характеристика ПР, применяемых для измерения массы нефти косвенным методом, может быть реализована в СОИ как в виде ломаной линии в различных точках диапазона расхода, так и в виде постоянного коэффициента с указанием границ по величине расхода.

Если ПР эксплуатируется в ходе определения массы нефти при стабильном значении расхода в течение двух межконтрольных интервалов подряд, то по

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

согласию сторон может быть принят постоянный коэффициент градуировочной характеристики штатных преобразователей расхода.

Для СИКН с количеством измерительных линий более трёх, КМХ рабочих ПР проводят по ПУ или эталонному ПР.

Относительные отклонения коэффициентов преобразований расхода, полученных при КМХ, от установленных или вычисляемых в СОИ значений коэффициентов определяют с учетом значений коэффициента преобразования в текущей при КМХ в текущей точке расхода, и значений, априори установленных в СОИ [8 – 12].

Если отклонение коэффициента преобразования, выявленное в ходе поверки или КМХ, превышает допустимый предел, то при участии сторон выясняют причину, принимают меры по устранению и проводят повторный КМХ, а при повторных существенных отклонениях проводят демонтаж ПР, его ревизию, внеочередную поверку.

Прямой метод динамических измерений массы нефти

Прямой метод состоит в непосредственном определении массы перекачанной нефти в резервуар с применением средств измерения массы, и следующего дополнительного измерительного оборудования:

- массомер с погрешностью не более $\pm 0,25\%$;
- дифманометры на фильтрах с погрешностью не более $\pm 2,5\%$;
- преобразователи давления на ИЛ $\pm 0,5\%$;
- преобразователи температуры $\pm 0,2\%$;
- задвижки, шаровые краны;
- регуляторы расхода;
- регуляторы давления на выходе СИКН;
- преобразователь плотности $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$;
- циркуляционный насос;
- средства СОИ $\pm 0,05\%$;
- вторичная аппаратура измерителей массы $\pm 0,05\%$;

					<i>Описание и характеристики ПСП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

- преобразователь содержания влаги $\pm 0,1\%$;
- преобразователь содержания серы $\pm 0,02\%$;
- индикатор свободного газа.

В ходе измерений массы принимаемой нефти необходимо контролировать смещение нуля массомера.

Контроль МХ массомеров проводят ежемесячно путем сравнение с образцовыми средствами, которые включают последовательно друг за другом.

Значение отклонения результатов измерения массы в трех последовательных циклах контроля МХ не должно превышать 0,25%.

Вычисление массы нефти

Во всех случаях массу нетто нефти (M_H , т) вычисляют как разность массы нефти брутто (M , т) и массы найденного балласта по следующей формуле:

$$M_H = M - m = M \cdot \left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{ХС}}{100} \right),$$

где: m – полная масса балласта, найденного в нефти [т];

W_B – содержание воды в нефти в единицах массовых долей, %;

$W_{МП}$ – содержание механических примесей в нефти, %;

$W_{ХС}$ - доля хлористых солей в нефти в %-ах по массе, которая вычисляется по следующей формуле:

$$W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_v},$$

где: $\varphi_{ХС}$ - концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³;

ρ_v - плотность нефти при условиях измерения объема нефти, кг/м³.

Переход от объемной доли воды в нефти – к массовой доле производится по формуле:

$$W_B = \frac{\varphi_v \cdot \rho_{\text{дист}}}{\rho_v},$$

где: φ_v - доля воды в нефти в объёмных единицах, %;

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$\rho_{дист}$ - плотность дистиллированной воды при температуре определения объема нефти, кг/м³.

Определение количества балласта в нефти производят в аналитической лаборатории по результатам исследования проб, отобранных автоматическим образом по ГОСТ 2517.

Второй метод определения балласта - по показаниям поточных анализаторов качества нефти, имеющихся в СИКН (содержание влаги, хлористых солей) с применением аттестованных МВИ.

В случае выхода из строя рабочего ПП и резервного - массу нефти, полученной за смену ($M_{см}$, т) при любом методе - вычисляют по следующей формуле:

$$M_{см} = V_{см} \cdot \rho_{расч} \cdot 10^{-3},$$

где: $V_{см}$ - объем нефти, измеренный СИКН за смену в рабочих условиях, и приведенный к стандартным условиям по ГОСТ Р 8.595 [м³];

$\rho_{расч}$ - расчетное значение плотности нефти за смену [кг/м³].

2.4. Факторы, влияющие на эффективность эксплуатации СИКН

Отдельные компоненты, и система СИКН и ПСП в целом являются результатом многолетнего труда коллектива высококвалифицированных специалистов в условиях жесткой рыночной конкуренции, где мельчайший недостаток является причиной перехода потребителей на оборудование конкурирующей компании со всеми вытекающими отсюда последствиями.

Поэтому, все явные и даже прогнозируемые недостатки современного оборудования для контроля массы и качества нефти давно устранены производящими компаниями, специалисты которых непрерывно, в режиме “full time” думают над дальнейшим совершенствованием своего оборудования даже в мельчайших нюансах, с отражением общего прогресса техники и методики в данном направлении.

Отсюда следует вывод о том, что недостатки оборудования современного ПСП можно искать лишь в части применения в конкретных условиях, либо по направлению совершенствования фрагментов методического

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

обеспечения, или в добавлении неких узлов, необходимость в которых вызывается, например, климатическими особенностями региона применения.

Анализ и производственная практика показали, что перспективными направлениями совершенствования процесса эксплуатации могут быть:

1. Судя по схеме рассматриваемого приёмо-сдаточного пункта данная система не содержит устройств промыва основных измерительных линий, во избежание накопления парафина на турбинах рабочих преобразователей расхода.

2. Кроме того, в состав системы можно предложить включить дополнительный датчик сплошности потока рабочей жидкости [15], который позволит осуществлять дополнительные объективный контроль наличия паровой или газовой фазы в потоке нефти, протекающем через измерительные преобразователи.

3. Можно применить ряд предложений, описанных ниже, которые направлены на заказанное увеличение производительности (пропускной способности) приемо-сдаточного пункта, не затрагивающих основные конструктивные решения авторов – разработчиков брендовой системы.

4. Далее, можно рассмотреть дополнительную функцию программно – математического обеспечения СОИ, а именно – адаптивный выбор частоты опроса датчиков расхода и плотности, в основном, применяемых для определения массы нефти, датчиков примесей – в зависимости от наибольшей частоты спектра пульсаций измеряемых параметров.

Для этого необходим спектральный анализ измеряемых параметров, выделение максимальной частоты наблюдаемого спектра пульсаций, и выбор частоты информационных выборок исходя из теоремы Найквиста – Котельникова – минимум вдвое больше максимальной частоты спектра пульсаций.

Данное предложение позволит повысить точность цифрового интегрирования по времени произведения объёмного расхода нефти на плотность,

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

что и является мерой массы нефти, перекачанной через ПСП за отчетный период времени.

Здесь же, на программном уровне, может быть применена цифровая обработка поступающих сигналов, в частности – КИХ цифровые фильтры низких частот, дополнительно подавляющие влияние пульсаций измеряемых параметров на результат интегрирования.

Частота среза таких КИХ-фильтров также может быть автоматически адаптирована под контролируемый спектр пульсаций.

5. Наконец, исходя из суровых климатических условий рассматриваемого месторождения, можно предложить локальный обогрев выносных измерительных преобразователей, которые работают вне отапливаемых помещений, на открытом воздухе, при пониженных температурах.

Таким образом, проблему, решаемую в данной выпускной квалификационной работе, можно сформулировать следующим образом – поиск локальных особенностей применения брендового оборудования комплекса ПСП, с учетом как климатических особенностей региона применения, так и необходимости все-стороннего рассмотрения направлений дальнейшего совершенствования методического обеспечения измерений, проводимых при контроле массы и качества нефти на приемо-сдаточных пунктах.

Подробное рассмотрение некоторых направлений представлены в следующей главе.

					Описание и характеристики ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПСП

3.1. Разработка предложений по совершенствованию технологической схемы приемосдаточного пункта на примере объекта в Красноярском крае

Промыв основных измерительных линий

Парафин, исходно содержащийся в протекающей нефти, накапливается на внутренних поверхностях расходомерных устройств, что существенно искажает их метрологические характеристики.

Для устранения дополнительной погрешности, вызванной данным механизмом, чаще всего турбинные преобразователи расхода демонтируют, и проводят их периодическую очистку вне установки с остановкой последней.

После очистки собранные расходомеры устанавливаются на рабочих местах для продолжения выполнения рабочих функций после повторной метрологической поверки.

Актуально создание промывочной системы, которая не требует демонтажа измерительных преобразователей, что позволит сократить расходы времени и ресурсов на демонтаж, очистку и повторный монтаж преобразователей.

Смолистые и парафиновые отложения в БИЛ накапливаются конкретно на внутренних полостях труб, на прямолинейных выпрямителях струи, на лопастях ТПР.

Данный вид отложений загрязняет измерительный участок, вызывает дополнительную турбулентность, искажает линейность показаний ТПР в заданном диапазоне измеряемых расходов нефти в результате замедления вращения ротора измерительной турбины.

В целях исключения указанных недостатков предложено создать

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка предложений по совершенствованию технологической схемы приемосдаточного пункта на примере объекта		
Разраб.		Гулько А.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.				52	113
Консульт.					Совершенствование ПСП		
Рук-ль ООП		Брцник О.В.					
					ТПУ гр.3-2Б7А		

дополнительные элементы для промывки БИЛ на СИКН без демонтажа преобразователей расхода.

По аналогии с промывкой ТПУ, в качестве накопительной емкости для содержания промывочной жидкости предлагается использовать емкость-хранилище из блока прямых измерений массы поступающей нефти, или резервуар, предназначенный для калибровки трубопоршневой установки (ТПУ).

Циркуляция промывочной жидкости будет осуществляться с помощью центробежного насоса, предназначенного для циркуляции калибровки ТПУ, который обеспечивает расход до 40 м³/час, при давлении P=2,1 кг/см².

Промывочная жидкость представляет из себя газоконденсат.

Задача состоит в установке дополнительного трубопровода Ду-57 мм длиной 1500 мм между входом ТПУ и входным коллектором БИЛ с двумя задвижками.

Предложенное решение не нарушает конструкцию основного трубопровода, не оказывает воздействия на эксплуатацию СИКН.

Наполнение хранилища объемом 3 м³ производим через заливное отверстие в верхней части.

Останавливаем внешнюю откачку с ПСП.

Закрываем задвижки с выхода СИКН), задвижки вход и выход БИК. 4-ходовый кран ТПУ ставим в промежуточное положение, отключая поступление нефти в ТПУ.

Осуществляем дренаж БИЛ.

Проводим чистку фильтров для исключения попадания загрязнений в ТПР.

Открываем задвижки, дренажные вентили фильтров БИЛ, и выходные задвижки линий БИЛ, и включаем циркуляционный насос Р400 на промывку по следующему пути:

емкость → насос → подводящая труба → дренажный коллектор фильтров → БИЛ → выходной коллектор → отводящий трубопровод → емкость.

					<i>Совершенствование ПСП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

Данное предложение применимо к другим СИКН с аналогичным оборудованием. В случае отсутствия указанного оборудования для промывки может быть использована мобильную емкость с насосом АЦН.

Датчик сплошности потока рабочей жидкости

Диэлектрическая проницаемость материала, и нефти в частности – есть функция плотности, которая в свою очередь зависит от наличия паро-вой фазы в рассматриваемом материале, или как говорят – от сплошности потока [15].

Известен закон Клаузиуса-Мосотти, связывающий плотность ρ и проницаемость ε электрического поля, который записывается в следующем виде:

$$\frac{(\varepsilon - 1) m}{(\varepsilon + 2) \rho} = \frac{4\pi}{3} N\beta$$

где: m – молекулярный вес;

β - поляризуемость вещества;

N – число Авогадро.

Таким образом, на базе приведенных соображений можно построить, например, резонансное устройство, частота которого зависит от диэлектрической проницаемости, или от сплошности потока, которая может быть выделена при заданных температуре и давлении среды.

Известны различные способы измерения плотности материала, как гравиметрический, гидростатический, калориметрический, ионизационный и другие, среди которых достойно место занимает СВЧ – способ, в котором резонансная частота некоего контура зависит от плотности, или от сплошности потока жидкости.

Все разновидности такого устройства сводятся, в общем случае, к емкостному принципу, где измеряемая величина электрической емкости связана со сплошностью потока.

					Совершенствование ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Установка одного такого датчика в поток нефти в условиях ПСП позволит выделить наличие пузырьков газа в перекачиваемом потоке, и дать тем самым дополнительную информацию аналитической лаборатории по повышению точности аттестации принимаемого, либо сдаваемого продукта.

Адаптивный выбор частоты опроса расхода и плотности

Предлагается следующий алгоритм адаптивного выбора частоты опроса датчиков расхода и плотности:

1. Набираем исходный массив данных по расходу и плотности на максимальной частоте дискретизации;

2. Путем преобразования Фурье определяем спектр пульсаций измеряемых параметров в виде зависимости амплитуд частотных составляющих спектра – от частоты;

3. Находим максимальную частоту f_{\max} существенной частотной составляющей спектра с амплитудой, скажем, не меньше 10% от максимальной (норма подлежит уточнению);

4. Далее, в соответствии с теоремой Найквиста – Котельникова устанавливаем частоту опроса – выборки данных - децимации f_d из начального массива по п. 1 из соображений $f_d = 2 \cdot f_{\max}$. Таким образом, установлено верхнее значение частоты выборки исходных данных из начального массива данных, выше которого поднимать частоту не имеет смысла;

5. Параллельно с этим организуем цифровой дискретный эффективен нерекурсивный, безусловно устойчивый КИХ – фильтр, осуществляющий свертку входного массива дискретных данных с импульсной характеристикой:

$$y(n) = \sum_{k=0}^{N-1} h(k) \cdot x(n - k)$$

где: $h(k)$ – массив коэффициентов импульсной характеристики,

$x(n-k)$ – массив входных данных,

$y(n)$ – выходная последовательность.

Импульсная характеристика фильтров рассчитана из выражения:

					Совершенствование ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

$$h(n) = \frac{2f_1 \cdot \sin(n\omega_1)}{n\omega_1} - \frac{2f_2 \cdot \sin(n\omega_2)}{n\omega_2}, \quad N = 3.3 \cdot f_d / df$$

Здесь: f_2, f_1 – нормированные частоты срезов ФНЧ и ФВЧ соответственно, ω_2, ω_1 – нормированные круговые частоты срезов, N – длина импульсной характеристики, df – шириной зоны перехода АЧХ фильтра, f_d – частота дискретизации.

Дискретный характер спектра пульсаций делает возможным применение взвешивающего окна Хэмминга:

$$\omega(n) = 0,54 + 0,46 \cdot \cos(2 \pi n / N).$$

Таким образом, на операцию цифрового интегрирования произведения мгновенного значение массового расхода нефти на её плотность – поступят значения, дважды очищенные от пульсаций измеряемых величин – во-первых выбором частоты опроса, исключая частотные искажения из-за взаимодействия частот сигнала и дискретизации; а также за счет эффективного цифрового фильтра с оптимально выбранной частотой среза.

Параметр периода интегрирования, заложенных в программу СОИ, данном случае должен определяться найденным значением частоты выборки данных из начального массива.

Введение такого алгоритма цифровой обработки сигналов позволит увеличить метрологические характеристики процесса определения массы и качества нефти на ПСП за счет увеличения точности интегрирования расхода в косвенном методе определения массы нефти.

Увеличение производительности ПСП

Можно рассмотреть следующие три варианта повышения пропускной способности СИКН:

1. Замена существующих расходомеров на приборы с большими диапазонами измеряемой величины. В данном необходимо обеспечить такие сечения входных и выходных коллекторов СИКН, которые удовлетворяли бы требованиям п.6.3.4 рекомендаций МИ 2825-2203 в той части, что –

					Совершенствование ПСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

гидравлические потери должны быть не более 0,2 МПа в режиме измерений, и не больше 0,4 МПа в режиме поверки. Для этого, в рабочем порядке, с учетом конструктивных особенностей действующего СИКН, необходимо увеличить площадь поперечного сечения трубопроводов для выполнения указанных требований с учетом чисел Рейнольдса для ламинарного течения нефти с заданной вязкостью при заданной длине трубопровода. Допускаемая скорость потока нефти в трубопроводах при этом составляет не более 7 м/с для магистральных нефтепроводов и не более 4 м/с для промысловых.

2. Повторная периодическая проверка вновь установленных расходомеров на большие значения диапазонов измеряемой величины потребует замены поверочной установки ТПУ на более производительную.

3. При добавление дополнительных измерительных линий, имеющих такие же расходомерные устройства, как и до модернизации необходимо обеспечить изокинетичность проб в БИК по ГОСТ 2517-2012 с возможной заменой щелевого пробозаборного устройства или насосов в БИК.

3.2. Выбор оборудования

В соответствии с назначением СИКН в составе ПСП « » АО «Востсибнефтегаз» для контроля массы брутто и нетто, а также качества нефти, выбираем следующее основное измерительное оборудование Таблица – 6.

Таблица 6 – перечень основных СИ и оборудования СИКН

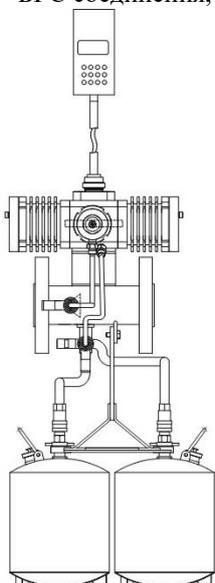
Оборудования актуальное	Технические характеристики	Допустимая погрешность, для СИ**	Оборудования предлагаемое	Технические характеристики	Решаемые задачи
<p>Фильтр сетчатый МИГ-ФБ-250-4,0 (размер ячейки 2 мм) в комплекте с краном-воздушником DN 15 PN 40, пропускная способность 1900 м³/ч</p> 	DN 250 PN 4,0 МПа	-	<p>Фильтр сетчатый МИГ-ФБ-250-4,0 (размер ячейки 2 мм) в комплекте с краном-воздушником DN 15 PN 40, пропускная способность 1900 м³/ч</p>	-	-

					Совершенствование ПСП		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			57

Оборудования актуальное	Технические характеристики	Допустимая погрешность, для СИ**	Оборудования предлагаемое	Технические характеристики	Решаемые задачи
<p>Расходомер массовый Promass Q 300</p> 	от 0 до 400 т/ч, ПГ: ± 0,1 %	пределы допускаемой относительной погрешности измерений: ± 0,25 % для рабочего МПР; ± 0,20 % для контрольно-резервного МПР	<p>Преобразователь жидкости турбинный MVTM</p> 	Расход от 400 м ³ /ч до 1190 м ³ /ч Du от 8" (203,2 мм) Пределы допускаемой относительной погрешности измерения ± 0,15%	Увеличение производительности в 2 раза, меньшая стоимость по сравнению с аналогами расходомера массового.
<p>Индикатор фазового состояния ИФС-1В-700М</p> 	PN 6,3 МПа	-	Индикатор фазового состояния ИФС-1В-700М	-	-
<p>Расходомер ультразвуковой UFM 3030K-1Ex DN 25 PN 40 в составе: 1) трехлучевой первичный преобразователь UFS 3000; 2) сигнальный конвертер UFC 030.</p> 	от 0,9 до 35,3 м ³ /ч; ПГ: ± 0,5 %	пределы допускаемой относительной погрешности измерений в диапазоне расходов: ± 5,0 %	<p>Расходомер ультразвуковой UFM 3030K-1Ex DN 25 PN 40 в составе: 1) трехлучевой первичный преобразователь UFS 3000; 2) сигнальный конвертер UFC 030.</p>	-	Расходомер остался прежний, но его можно демонтировать так как новый плотномер одновременно делает замеры плотности и расхода.
<p>Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 7835-B-A-A-F-A-J-T-A-A-A</p> 	от 300 до 1100 кг/м ³ ; ПГ: ± 0,15 кг/м ³	пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений: ± 0,30 кг/м ³	<p>Преобразователи плотности и расхода CDM</p> 	пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений: ± 0,30 кг/м ³	Модель 7835 снята с производства, прекращено обслуживание и ремонт данного оборудования, поэтому заменили на CDM
<p>Влагомер нефти поточный УДВН-1пм</p>	от 0,01 до 2,00 %; ПГ: ± 0,05 %	пределы допускаемой абсолютной погрешности	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	-	-

Оборудования актуальное	Технические характерист ики	Допустимая погрешность , для СИ**	Оборудования предлагаемое	Технические характерист ики	Решаемые задачи
		измерений: \pm 0,1 %			
Преобразователь плотности и вязкости модели FVM FVM11C729EAC3FHBRZZZ , в комплекте с проточной камерой для измерителей плотности и вязкости 782791EACNRAAA 	от 0,5 до 100 мПа·с; пределы допускаемого СКО случайно составляюще й относительно й погрешности измерений динамической вязкости: \pm 0,5 %; ПГ в поддиапазоне от 0,5 до 10 мПа·с: \pm 0,20 мПа·с; ПГ в поддиапазоне от 10 до 100 мПа·с: \pm 1,0 % от верхнего предела поддиапазона измерений	-	Преобразователь плотности и вязкости модели FVM FVM11C729EAC3 FHBRZZZ, в комплекте с проточной камерой для измерителей плотности и вязкости 782791EACNRAA А	-	-
Диспергатор (ручной пробоотборник) DN 50 PN 40 Д-1-50-40 в комплекте с запорной арматурой 	PN 4,0 МПа	-	Диспергатор (ручной пробоотборник) DN 50 PN 40 Д-1-50-40 в комплекте с запорной арматурой:	-	-
Смеситель потока DN 250 PN 40 ПР-3-250-40	PN 4,0 МПа	-	Смеситель потока DN 250 PN 40 ПР- 3-250-40	-	-

Оборудования актуальное	Технические характерист ики	Допустимая погрешность , для СИ**	Оборудования предлагаемое	Технические характерист ики	Решаемые задачи
					
<p>Пробозаборное устройство щелевого типа с выдвижным лубрикаторм DN 250 PN 40 – ЩПУ-2-250-40 в комплекте с кранами шаровыми</p> 	PN 4,0 МПа	-	Пробозаборное устройство щелевого типа с выдвижным лубрикаторм DN 250 PN 40 – ЩПУ-2-250-40 в комплекте с кранами шаровыми:	-	-
<p>Пробоотборник ПУ-50 из стали 12Х18Н10Т</p> 	PN 5,0 МПа	-	Пробоотборник ПУ-50 из стали 12Х18Н10Т	-	-
<p>Фильтр-грязеуловитель сетчатый DN 50 PN 40 ОУА40-40-050-F600</p> 	DN 50 PN 4,0 МПа	-	Фильтр-грязеуловитель сетчатый DN 50 PN 40 ОУА40-40-050-F600	-	-

Оборудования актуальное	Технические характерист ики	Допустимая погрешность , для СИ**	Оборудования предлагаемое	Технические характерист ики	Решаемые задачи
<p>Электронасосный агрегат центробежный герметичный 1ЦГ 12,5/50К-4-5 У2</p> 	PN 4,9 МПа	-	<p>Электронасосный агрегат центробежный герметичный 1ЦГ 12,5/50К-4-5 У2</p>	-	-
<p>Насосный агрегат центробежный ХМ (Е) 8/406-К-55-У2</p> 	PN 6,8 МПа	-	<p>Насосный агрегат центробежный ХМ (Е) 8/406-К- 55-У2</p>	-	-
<p>Автоматический пробоотборник DN 50 PN 40 "Ви́ра-1-50-40" в комплекте со следующим оборудованием: - диспергатор (смеситель) DN 50 PN 40 - БРС соединения, фитинги</p> 	PN 5,0 МПа		<p>Автоматический пробоотборник DN 50 PN 40 "Ви́ра-1-50-40" в комплекте со следующим оборудованием: - диспергатор (смеситель) DN 50 PN 40 - БРС соединения, фитинги</p>	-	-
<p>Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB, вместимость измерительного участка 0,8 м³ в комплекте со</p>	<p>вместимость измерительно го участка 0,8 м³; ПГ: ± 0,05 %; I разряда</p>	I или II разряда	<p>Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB, вместимость измерительного участка 0,8 м³ в комплекте со</p>	-	-

Оборудования актуальное	Технические характеристики	Допустимая погрешность, для СИ**	Оборудования предлагаемое	Технические характеристики	Решаемые задачи
<p>следующим оборудованием</p> 			<p>следующим оборудованием:</p>		
<p>Специализированные измерительно – информационные контроллеры FloBoss S600 (ИВК)</p> 	-	-	<p>Специализированные измерительно – информационные контроллеры FloBoss S600+ (ИВК)</p> 	-	<p>Причина замены: FloBoss S600 не может обеспечить заданную частоту работы плотномера. Так же прекращен выпуск и поддержка младшей версии.</p>

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Под технологическим расчетом будем понимать вычисления, проводимые в процессе выполнения основной технологической процедуры ПСП – контроль количества и качества получаемой, или отдаваемой нефти.

Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство (ПЗУ), исходя из условия изокинетичности скоростей, отличается от расхода в основном трубопроводе (ТР) БИК - в соотношении площадей раз – ПЗУ к ТР, как следует из очевидной формулы [8-17]:

$$Q_{\text{пзу}} = Q_{\text{тр}} \times S_{\text{пзу}} / S_{\text{тр}}$$

где $Q_{\text{пзу}}$ - расход на входе в ПЗУ [$\text{м}^3/\text{ч}$];

$Q_{\text{тр}}$ - расход в ТР в месте отбора проб [$\text{м}^3/\text{ч}$];

$S_{\text{пзу}} = \pi \cdot D_{\text{пзу}}^2 / 4$ - площадь входного поперечного сечения ПЗУ [мм^2];

$S_{\text{тр}} = \pi \cdot D_{\text{тр}}^2 / 4$ - площадь поперечного сечения ТР [мм^2].

Расход на входе в пробозаборное устройство - измеряется, а соответствующий расход в трубопроводе – вычисляется по проведенной формуле.

Условие изокинетичности пробоотбора по ГОСТ 2517 (п.2.13.1.2) требует равенства скорости жидкости на входе в ПЗУ в месте отбора пробы, и линейной скорости жидкости в ТР в том же направлении.

Примем для определенности:

$$D_{\text{тр}} = 147 \text{ мм}; S_{\text{тр}} = 16972 \text{ мм}^2; S_{\text{пзу}} = 918 \text{ мм}^2.$$

Тогда $S_{\text{тр}} / S_{\text{пзу}} = 18.49$, и при расходе в ПЗУ $Q_{\text{пзу}} = (1.99 \div 11.9) \text{ м}^3/\text{ч}$

имеем $Q_{\text{тр}} = (36.9 \div 220) \text{ м}^3/\text{ч}$.

Массу брутто нефти вычисляют как произведение объема и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям или к условиям измерений объема [9].

При приведении плотности нефти к условиям измерений объёма массы брутто нефти m [кг] вычисляют по формуле:

					Разработка предложений по совершенствованию технологической схемы приемо-сдаточного пункта на примере объекта			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гунько А.А.			Технологический расчет	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					63	108
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б7А		
Рук-ль ООП		Брцник О.В.						

$$m = V \cdot \rho_{п.п} [1 + \beta(T_p - T_v) + \gamma(P_v - P_p)],$$

где: V - объем нефти, измеренный преобразователем расхода [м^3];

$\rho_{п.п}$ - плотность нефти, измеренная преобразователем плотности [$\text{кг}/\text{м}^3$];

β - температурный коэффициент объемного расширения нефти, [$^{\circ}\text{C}^{-1}$], значения которого определяют в соответствии с МИ 2632;

T_p - температура нефти в преобразователе плотности [$^{\circ}\text{C}$];

T_v - температура нефти в преобразователе расхода [$^{\circ}\text{C}$];

γ - коэффициент сжимаемости нефти [МПа^{-1}] значения которого определяют в соответствии с МИ 2632;

P_p - избыточное давление в преобразователе плотности [Мпа];

P_v - избыточное давление в преобразователе расхода [Мпа].

При приведении плотности нефти к температуре 15°C массу брутто нефти m [кг], вычисляют по формуле:

$$m = V_{15} \cdot \rho_{15};$$

где: ρ_{15} - плотность нефти, приведенная к температуре 15°C и нулевому избыточному давлению, $\text{кг}/\text{м}^3$, определяют по МИ 2153 [8];

$V_{15} = V \cdot C_{TL_v} \cdot C_{PL_v}$, - объем нефти, приведенный к температуре 15°C и нулевому избыточному давлению [м^3];

$C_{TL_v} = \exp [-\beta_{15} \cdot Dt_v \cdot (1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot Dt_v)]$ - поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в преобразователе расхода;

β_{15} - коэффициент объемного расширения нефти при 15°C ; определяемый по МИ 2632;

$Dt_v = t_v - 15$ - разность температуры нефти при измерении объема (t_v) и выбранной стандартной температурой (15°C);

$C_{PL_v} = (1 - \gamma_t)^{-1}$ - поправочный коэффициент, учитывающий влияния давления на объем нефти.

γ_t - коэффициент сжимаемости нефти при температуре измерения плотности, определяемый по формуле

					Технологический расчет	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

$$\gamma_t = 10^{-3} \exp \left[-1,6208 + 0,00021592t_v + \frac{870960}{\rho_{15}^2} + \frac{4209,2}{\rho_{15}^2} t_v \right]$$

Выполним **пробный технологический расчет** для измеренного значения величины расхода QПЗУ, определённого выше.

Зададим для определенности величину объёмного расхода:

$$Q_{\text{ПЗУ}} = (1,99 \div 11,9) = 5,0 \text{ [м}^3\text{/ч]} = 1,39 \text{ [литр/сек]},$$

что при указанной выше площади сечения $S_{\text{ПЗУ}} = 918 \text{ мм}^2$ соответствует скорости потока $v = Q_{\text{ПЗУ}} / S_{\text{ПЗУ}} = 5,0 / (918 \cdot 10^{-6}) = 5450 \text{ м/ч} = 1,5 \text{ м/с}$, что удовлетворяет поставленным выше условиям.

Зададим температуру нефти в преобразователе плотности $T_p = +25^\circ\text{C}$.

Зададим температуру нефти в преобразователя расхода $T_v = 20^\circ\text{C}$.

Зададим избыточное давление в преобразователе плотности $P_p = 0,25 \text{ Мпа}$ ($1 \text{ атм} = 0,1 \text{ МПа}$);

Зададим избыточное давление в преобразователе расхода $P_v = 0,22 \text{ МПа}$.

Находим из МИ2632 величину коэффициента объёмного расширения нефти при температуре 25°C и плотности $0,85 \text{ г/см}^3$ как

$$\beta = \beta_{15} + 1,6 \cdot \beta_{15}^2 \cdot (t - 15) = 0,0004 + 1,5 \cdot 16 \cdot 10^{-8} \cdot (25 - 15) = 0,000402 \approx \beta_{15}$$

$$\beta_{15} = 0,0004 \text{ [1/}^\circ\text{C]}.$$

Находим из МИ 2632 величину коэффициента сжимаемости нефти при температуре 25°C и плотности $0,85 \text{ г/см}^3$ по данной выше формуле, как:

$$\gamma_t = 10^{-3} \exp \left[-1,6208 + 0,00021592t_v + \frac{870960}{\rho_{15}^2} + \frac{4209,2}{\rho_{15}^2} t_v \right]$$

$$\gamma_t = 0,001 \cdot \exp[-1,62 + 2 \cdot 10^{-3} \cdot 20 + 0,87/0,85^2 + 0,0042 \cdot 20/0,85^2] = 10^{-3} \cdot \exp(-1,62 + 0,02 + 0,89 + 0,12) = 10^{-3} \cdot \exp[-0,61] = 0,54 \cdot 10^{-3}.$$

Тогда получаем значение массы перекачанной нефти, в размерности массы [кг] за период наблюдения $T = 10$ секунд:

$$m = V \cdot \rho_{\text{н.п}} [1 + \beta(T_p - T_v) + \gamma(P_v - P_p)] = v \cdot T \cdot \rho_{\text{н.п}} [1 + \beta \cdot (T_p - T_v) + \gamma \cdot (P_v - P_p)] =$$

$$= 1,5 \text{ [м/с]} \cdot 10 \text{ [сек]} \cdot S_{\text{ПЗУ}} \cdot 0,85 \cdot 10^3 \text{ [кг/м}^3\text{]} \cdot [1 + 4 \cdot 10^{-4} \cdot (25 - 20) + 5,4 \cdot 10^{-4} \cdot (0,25 - 0,2)] = 11,82 \cdot [1 + 0,002 + 0,0001] = 11,82 \text{ [кг/с]}$$

					Технологический расчет	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Таким образом, по заданному трубопроводу, и при заданных условиях перекачивается 11,82 кг нефти в секунду, приведенной к температуре 20°C.

Уточнение технологического расчета

Исходные данные

Итак, выполненный расчет показал следующие обстоятельства, существенные для уточнения технологического расчета:

- Плотность нефти на потоке в нефтепроводе определяют специализированными приборами – плотномерами, которые могут быть выполнены по разным принципам, но должны удовлетворять единым установленным требованиям по точности измерений.
- При измерениях массы нефти косвенным методом динамических измерений используют поточные датчики объёмного расхода (скорости потока) и плотности.
- При реализации данного метода обязательно проводят измерения температуры нефти и давления в измерительных линиях – в режиме реального времени с установленной частотой выборок. Массу брутто нефти в таком случае вычисляют как произведение объема нефти на плотность, где обе величины приведены к стандартным условиям или к реальным условиям измерений по следующей формуле:

$$m = V \cdot \rho_{п.п} [1 + \beta(T_p - T_v) + \gamma(P_v - P_p)],$$

где: V - объем нефти, измеренный поточным преобразователем объёмного расхода – скорости потока, при известном сечении трубопровода, м³;

$\rho_{п.п}$ - плотность нефти, измеренная поточным преобразователем плотности, кг/м³;

β - температурный коэффициент объёмного расширения нефти в размерности [°C⁻¹], определяемый в соответствии с МИ 2632;

T_p – текущее значение температуры нефти в преобразователе плотности в ходе измерений, °C;

T_v – текущая температура нефти в преобразователе расхода, °C;

					<i>Технологический расчет</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

γ - коэффициент сжимаемости нефти [МПа^{-1}], определяемый по МИ 2632;
 P_p – величина избыточного давления в преобразователе плотности, МПа;
 P_v - избыточное давление в преобразователе расхода, МПа.

- Выполнен пробный технологический расчет массы нефти для косвенного метода динамических измерений, с использованием измеренного значения величины расхода $Q_{\text{ПЗУ}}$, в результате чего получены следующие значения параметров:
- величина объёмного расхода $Q_{\text{ПЗУ}} = 5,0 \text{ [м}^3/\text{ч]} = 1,39 \text{ [литр/сек]}$;
- площадь сечения $S_{\text{ПЗУ}} = 918 \text{ мм}^2$;
- скорость потока $v = Q_{\text{ПЗУ}} / S_{\text{ПЗУ}} = 1,5 \text{ м/с}$;
- Температура нефти в преобразователе плотности $T_p = +25^\circ\text{C}$;
- Температура нефти в преобразователя расхода $T_v = 20^\circ\text{C}$;
- Избыточное давление в преобразователе плотности $P_p = 0,25 \text{ МПа}$;
- Избыточное давление в преобразователе расхода $P_v = 0,22 \text{ МПа}$;
- Коэффициент объёмного расширения нефти при температуре 25°C и плотности $0,85 \text{ г/см}^3$: $\beta = 0,000402$;
- Коэффициент сжимаемости нефти при температуре 25°C и плотности $0,85 \text{ г/см}^3$: $\gamma_t = 0,54 \cdot 10^{-3}$;
- Масса перекачанной нефти за 10 секунд: 118,2 кг, приведенной к температуре 20°C .

Расчет допускаемой относительной погрешности
измерения массы нефти

Из исходных данных, определенных выше, следует - масса нефти определена косвенным методом динамических измерений с последующим приведении плотности продукта к условиям измерений его объема - с помощью преобразователя объёмного расхода жидкости, а плотность определена с помощью поточного преобразователя плотности – что соответствует пункту А.9.3 нормативного документа «ГОСТ 8.587-2019

					Технологический расчет	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов.

Методики (методы) измерений».

Тогда, на основании пункта А.11.2 того же ГОСТа - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы продукта $\delta m_{\text{п}}^{\text{д}}$ [%], вычисляем по следующей формуле:

$$\delta m_{\text{п}}^{\text{д}} = \pm 1.1 \cdot \sqrt{(\delta V_{\text{п}})^2 + (\delta \rho_{\text{п}})^2 + (\delta T_{V\rho})^2 + \delta N^2}$$

где: $\delta V_{\text{п}}$ - относительная погрешность измерений объема продукта [%];

$\delta \rho_{\text{п}}$ - относительная погрешность измерений плотности продукта [%];

$\delta T_{V\rho}$ - составляющая относительной погрешности измерений массы продукта за счет абсолютных погрешностей измерений температур $T_{\text{в}}$, $T_{\text{р}}$ [%] , вычисляемая по формуле:

$$\delta T_{V\rho} = \pm \left[\frac{\beta \cdot 100}{1 + \beta (T_{\rho\text{п}}^{\text{а}} - T_{V\text{п}}^{\text{а}})} \right] \sqrt{\Delta T_{\rho}^2 + \Delta T_{V}^2},$$

где: $\delta T_{\text{в}}$, $\delta T_{\text{р}}$ - абсолютные погрешности измерений температур $T_{\text{вп}}$, $T_{\text{рп}}$ [С°].

δN - предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации или измерительно - вычислительного комплекса [%];

Рассмотрим составляющие погрешности, входящие в выбранную выше формулу для расчета величины $\delta m_{\text{п}}^{\text{д}}$.

- Относительная погрешность измерений объема продукта – на основании данного выше обзора измерительного оборудования выбираем величину для объёмного расходомера на уровне лучших значений $\delta V_{\text{п}} \leq \pm 0,15$ [%];
- Относительная погрешность измерений плотности продукта - аналогичным образом выбираем для проточного измерителя плотности жидкости $\delta \rho_{\text{п}} \leq \pm 0,03$ [%];
- Абсолютная погрешность измерений температур $T_{\text{вп}}$ - для платиновых термометров выбираем $\delta T_{\text{в}} \approx \delta T_{\text{р}} \leq \pm 0,05$ [С°];

- Предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации или измерительно - вычислительного комплекса - для АЦП с разрядностью 16 бит, выбираем $\delta N \leq \pm 0,03$ [%].

Тогда получаем следующие результаты:

$$\delta T_{V\rho} = \pm \left[\frac{\beta 100}{1 + \beta (T_{\rho n}^a - T_{Vn}^a)} \right] \sqrt{\Delta T_{\rho}^2 + \Delta T_V^2},$$

$$= \pm [100 \cdot 4 \cdot 10^{-4} / (1 + 5 \cdot 4 \cdot 10^{-4})] \cdot 0,05 = \pm 0,002\%$$

И соответственно:

$$\delta m_{\Pi}^d = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta V_{\Pi}^2 + \delta \rho_{\Pi}^2 + \delta T_{V\rho}^2 + \delta N^2)} =$$

$$= \pm 1,1 \cdot \sqrt{0,0225 + 0,0009 + 0,000004 + 0,0009} = \pm 0,17\%$$

Таким образом, предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто продукта составил $\pm 0,17\%$, предельно-допустимая погрешность составляет $\pm 0,25\%$. Из расчета можно сделать вывод, что посчитанная погрешность не превышает максимально допустимой.

					<i>Технологический расчет</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

5. ФИНАНСОВАЯ ЧАСТЬ

Целью выполнения экономического исследования в данной работе является определение степени успешности и эффективности проводимой научно–исследовательской работы. Оценка проводится в комплексном виде, то есть в терминах нескольких параметров, как экономическая эффективность, социальная значимость и другие, поименованные ниже. Исследование ПСП для раздачи нефти и газа требует финансовых и других затрат, которые должны быть экономически оправданы и целесообразны. Достижение поставленной в данном разделе цели обеспечивается решением следующих задач:

- оценка перспективности проводимых научных исследований;
- выявление альтернативных направлений научных исследований, также отвечающих поставленным требованиям ресурсной эффективности и ресурсосбережения;
- адекватное планирование научно-исследовательской работы;
- оценка эффективности исследования.

5.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Мировые запасы высоковязкой нефти вместе с природными битумами по оценкам специалистов превышают запасы легкой нефти.

Целевой рынок для данного проекта – нефтедобывающие и нефтетранспортирующие предприятия, такие как ПАО «Транснефть», ПАО «Газпромнефть», ПАО «Роснефть», ПАО «НК «Лукойл».

Сфера пользования нефтью ограничивается организациями нефтяного сектора в данном регионе, а также транспортированием готового продукта в другие регионы, включая зарубежные.

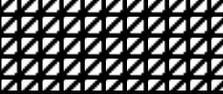
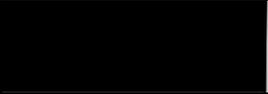
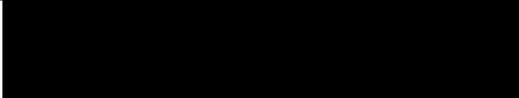
В указанных выше компаниях действуют программы внедрения новых технологий добычи и переработки высоковязкой нефти.

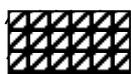
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Разработка предложений по совершенствованию технологической схемы приемо-сдаточного пункта на примере объекта		
Разраб.		Гцнько А.А.					
Руковод.		Шадрина А.В.			Лит.	Лист	Листов
Консульт.		Гасанов М.А.				70	113
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			Финансовая часть		
					ТПУ гр.3-257А		

Компания НК "Роснефть" в 2020 году увеличила добычу трудноизвлекаемых запасов с 9,7% до 10,2%.

ПАО «ЛУКОЙЛ» в 2018 году увеличил добычу высоковязкой нефти на 25% на месторождениях Сибири.

Карта сегментирования рынка потребления нефти

		Вид потребителя нефти			
		ПАО «Транснефть»	ПАО «Газпромнефть»	ПАО «Роснефть»	ПАО «НК «Лукойл».
Размер компании	Крупные				
	Средние				
	Мелкие				



Фирма А



Фирма Б



Фирма В

5.1.1. Анализ конкурентных решений

Данное разработанное решение по классификации отношения между потребителями нефти является уникальной в своем роде, так как содержит в себе несколько взаимосвязанных компонентов, аналогов такой системы не обнаружено.

Конкурентами выбраны обозначенные выше потребители в лице ПАО «Транснефть», ПАО «Газпромнефть», ПАО «Роснефть», ПАО «НК «Лукойл». Экспертная оценка основных технических характеристик данных потребителей представлена в таблице 7.

Таблица 7 - оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

№	Критерии оценки		Баллы	Конкурентоспособность
---	-----------------	--	-------	-----------------------

		Вес критерия	Б ф	Бк 1	Бк 2	Бк 3	Кф	К1	К2	К3
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Технические критерии оценки ресурсоэффективности										
1	Повышение производительности и труда пользователя	0.2	5	2	2	3	1	0.4	0.4	0.6
2	Удобство в эксплуатации	0.15	5	3	2	4	0.7 5	0.4 5	0.3	0.6
3	Длительность взаимодействия	0.03	4	3	4	5	0.1 2	0.0 9	0.1 2	0.1 5
4	Энергоэкономичность	0.01	4	5	5	4	0.0 4	0.0 5	0.0 5	0.0 4
5	Надежность	0.05	4	3	3	5	0.2	0.1 5	0.1 5	0.2 5
6	Потребность в поставляемом продукте	0.05	3	4	4	3	0.1 5	0.2	0.2	0.1 5
7	Функциональная мощность	0.1	5	1	1	2	0.5	0.1	0.1	0.2
8	Удобство эксплуатации	0.1	5	2	2	4	0.5	0.2	0.2	0.4
9	Качество взаимодействия	0.07	4	1	1	5	0.2 8	0.0 7	0.0 7	0.3 5
Экономические критерии оценки эффективности										
1	Конкурентоспособность потребителя	0.1	5	2	2	4	0.0 5	0.0 2	0.0 2	0.0 4

2	Уровень проникновения на рынок	0.01	1	4	3	1	0.01	0.04	0.03	0.01
3	Цена	0.09	4	2	2	2	0.36	0.18	0.18	0.18
4	Послепродажное обслуживание	0.08	5	2	2	4	0.4	0.16	0.16	0.32
5	Финансирование научной разработки	0.04	5	5	4	3	0.2	0.2	0.16	0.12
6	Срок выхода на рынок	0.01	4	5	5	5	0.04	0.05	0.05	0.05
	Итого	1	63	44	42	54	4.6	2.36	2.16	3.4

Исходя из проведенного анализа можно заключить, что уязвимость конкурентных технологических решений связана, прежде всего с отсутствием повышения производительности труда, то есть предоставляемые системами возможности не достаточны, для реализации дальнейшего развития отрасли. Реализации первых конкурентов схожи, поэтому коэффициенты их конкурентоспособности близки друг к другу. Данные компании обладают значительным достоинством – уровень проникновения на рынок, они располагают широкой базой покупателей из разных регионов, многие предприятия пользуются их услугами.

Наиболее сильным конкурентом можно считать ПАО «Лукойл». Его основными достоинствами являются надежность, удобность в использовании, однако, как и два предыдущих конкурента, данный потребитель не удовлетворяет требованиям, необходимой для дальнейшего развития.

Преимуществом собственной разработки является уникальность продукта на рынке. Аналогов разработанной системы не существует. Также сильной

стороной является то, что система проста в использовании и разрабатывалась для пользователей, работающих на разные регионы.

5.2. Исследование сильных и слабых сторон проекта

SWOT-анализ научно-технического проекта подразумевает анализ Strengths - сильных сторон, Weaknesses - слабых сторон, Opportunities – возможностей и Threats – угроз. Предполагается комплексный анализ для выявления отчетливой картины и понимания особенностей проекта для представления их организации заказчику или менеджменту. В ходе анализа оценивается наиболее важная информация о рассматриваемом проекте [20]. Кроме того, данный анализ позволяет понять арсенал внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых будет реализовываться рассматриваемый научно-исследовательский проект.

Полученные сведения о проекте используют для осознанного выбора областей и направлений действия персонала. Набор предложений по результатам анализа учитывает конкурентные и коммерческие преимущества проекта, что увеличивает вероятность достижения его цели и задач.

SWOT-анализ проводится в несколько этапов, первый из которых состоит в описании сильных и слабых сторон проекта.

Кроме того, на данном этапе выявляются возможности и угрозы реализации проекта, которые проявились или смогут появиться в его внешней среде.

Таблица 8 - матрица SWOT научно–исследовательского (НИ) проекта ПСП

Сильные стороны НИ-проекта	Слабые стороны НИ-проекта
<p>С1: Наличие достаточного финансирования у добывающих компаний;</p> <p>С2: Дальнейшее совершенствование СИКН;</p>	<p>Сл1: Дорогое оборудование;</p> <p>Сл2: Безальтернативность оборудования;</p> <p>Сл3: Необходимость повышения квалификации персонала;</p>

С3: Экономичность технологии обеспечивает её развитие;	
С4: Возможность параллельного финансирования других проектов;	
С5: Надёжная система.	

№	Возможности НИ-проекта
В1:	Возможность увеличения поверочного диапазона;
В2:	Высокий спрос на всех этапах;
В3:	Низкая металлоемкость основного оборудования;
В4:	Ускоренный монтаж оборудования;
В5:	Относительно малые затраты на модернизацию.

№	Угрозы НИ-проекта
У1:	Появления новых конкурентов в связи с простотой реализации;
У2:	Снижение расходов на модернизацию оборудования у конкурентов.

Переходим к реализации второго этапа после формулирования четырёх направлений действия SWOT-анализа (сильные, слабые стороны, возможности, угрозы).

Следующий этап состоит в выявлении соответствия между сильными и слабыми сторонами научно-исследовательского проекта, и внешними условиями окружающей среды – деловой атмосферы, в которой проект развивается и будет реализован.

Выявленная степень такого соответствия позволяет подтвердить или опровергнуть необходимость проведения дальнейших изменений параметров проекта.

Интерактивная матрица проекта, отражающая указанные критерии, представлена в таблицах 9-10.

Таблица 9 - интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта →					
Возможности проекта ↓	C1	C2	C3	C4	C5
B1	+	+	+	+	+
B2	-	-	-	-	-
B3	-	-	+	-	0
B4	-	-	0	-	+
B5	-	-	-	-	0

Из рассмотрения данных таблицы следуют следующие коррелирующие комбинации возможностей и сильных сторон проекта, как:

(B1 □ C1C2C3C4C5),

(B3 □ C3),

(B4 □ C5).

Таблица 10 - интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта →			
Возможности проекта ↓	Сл1	Сл2	Сл3
B1	+	+	+
B2	-	-	-
B3	-	-	-
B4	+	-	+
B5	-	-	-

Из данных, представленных в данной таблице, следуют указанные ниже коррелирующие комбинации возможностей и слабых сторон проекта:

(В1 □ Сл1Сл2Сл3),

(В4 □ Сл1Сл3).

Таблица 11 - интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта →					
Угрозы проекта ↓	С1	С2	С3	С4	С5
У1	-	-	-	-	+
У2	+	0	-	-	-

Из данной таблицы выделяем следующие коррелирующие комбинации угроз и сильных сторон проекта: (У1 □ С5), (У2 □ С1).

Таблица 12 - интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта →			
Угрозы проекта ↓	Сл1	Сл2	Сл3
У1	-	+	-
У2	0	+	0

На данном этапе выделяем коррелирующие комбинации угроз и сильных сторон проекта:

(У1 □ Сл2), (У2 □ Сл2).

Переходим к третьему этапу, где составляем итоговую матрицу SWOT-анализа, и добавляем её в представленным ранее данным в таблице 7 выше.

Таблица 13 - тоговая матрица SWOT-анализа.

	Сильные стороны НИ-проекта	Слабые стороны НИ-проекта
	С1: Наличие достаточного	Сл1: Дорогое оборудование;

	<p>финансирования у добывающих компаний;</p> <p>С2: Дальнейшее совершенствование СИКН;</p> <p>С3: Экономичность технологии обеспечивает её развитие;</p> <p>С4: Возможность параллельного финансирования других проектов;</p> <p>С5: Надёжная система.</p>	<p>Сл2: Безальтернативность оборудования;</p> <p>Сл3: Необходимость повышения квалификации персонала;</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1: Возможность увеличения поверочного диапазона;</p> <p>В2: Высокий спрос на всех этапах;</p> <p>В3: Низкая металлоемкость основного оборудования;</p>	<p>Результаты анализа корреляции «Сильные стороны и возможности»:</p> <p>(В1×С1С2С3С4С5) – чем реже поверки, тем лучше все параметры;</p> <p>(В3×С3) – простая конструкция уменьшает металлоемкость оборудования системы;</p>	<p>Результаты анализа корреляции «Слабые стороны и возможности»:</p> <p>(В1×Сл1Сл2Сл3) – слабые стороны проявляются даже при редких поверках;</p> <p>(В4×Сл1Сл3) – ускоренный монтаж обеспечивает основные преимущества.</p>

<p>В4: Ускоренный монтаж оборудования;</p> <p>В5: Относительно малые затраты на модернизацию.</p>	<p>(В4×С5) – ускорение монтажа неисправных деталей повышает надежности системы;</p>	
<p>Угрозы:</p> <p>У1: Появления новых конкурентов в связи с простотой реализации;</p> <p>У2: Снижение бюджета на модернизацию оборудования.</p>	<p>Результаты анализа корреляции «Сильные стороны и угрозы»:</p> <p>(У1×С5) – возможно развитие и совершенствование конструкции с более надежными рабочими органами;</p> <p>(У2×С1) – возможно снижение затрат на исследование модернизации оборудования системы.</p>	<p>Результаты анализа корреляции «Слабые стороны и угрозы»:</p> <p>(У1×Сл2) – возможно проведение новых разработок для реализации повышения пропускной способности;</p> <p>(У2×Сл2) – возможно снижение затрат за счет накопления резерва запчастей.</p>

В результате проведенного SWOT-анализа выявлены наиболее существенные и коррелирующие между собой комбинации свойств исследуемого проекта.

5.3. Планирование научно-исследовательских работ

Реализация комплекса предполагаемых научно-исследовательских работ будет осуществляться в следующей последовательности:

- определяем структуру работ в рамках рассматриваемого научного исследования;

- определяем участников каждого этапа работы;
- устанавливаем продолжительность этапов работы;
- строим график проведения научных исследований.

По каждому виду и этапу запланированных работ устанавливаем соответствующего ответственного исполнителя с указанием должности.

Составим далее перечень этапов исследовательской работы в рамках проведения запланированного исследования, а также назначим ответственных исполнителей по всем видам работы.

Этапы работы с указанием исполнителей приведены в таблице 14.

Таблица 14 - перечень этапов исследовательской работы с распределением ответственных исполнителей

№ этапа	Наименование этапа	Содержание работы по этапу	Должность отв. исполнителя
1	Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
2	Выбор направления исследований	Выбор направления исследований	Руководитель
3		Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель проекта
4		Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель проекта

5		Расчет параметров СИКН	Исполнитель проекта
6		Подбор измерительного оборудования	Исполнитель проекта
7	Обобщение результатов и оценка полученного эффекта	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель проекта
8	Оформление отчета по НИР	Разработка пояснительной записки	Руководитель, исполнитель проекта

5.4. Определение трудоёмкости НИ – работы

Практика показывает, что основную часть стоимости новой разработки составляют трудовые затраты, включающие в себя трудоемкость работ всех и каждого участника нового научного исследования.

Трудоемкость научно-исследовательской работы является параметром вероятностным, оценивается экспертным путем в человеко – месяцах, или человеко-днях для мелких работ.

Для оценки ожидаемого значения трудоемкости $t_{ожі}$ i -го этапа используем следующее эмпирическое выражение:

$$t_{ожі} = (3t_{мини} + 2t_{махи})/5$$

где: $t_{ожі}$ – ожидаемая (предполагаемая) трудоёмкость выполнения i -го этапа работы в размерности [ч/д, ч/м];

$t_{мини}$ – минимально возможная, предполагаемая, трудоемкость выполнения i -го этапа работы (оптимистическая оценка для благоприятных обстоятельств) [ч/д];

$t_{\max i}$ – максимально возможные затраты времени и ресурсов на выполнение i -го этапа работы (пессимистическая оценка для неблагоприятных обстоятельств) [ч/д].

Продолжительность T_p выполнения каждого этапа проекта в рабочих днях определяем исходя из сделанной оценки трудоемкости, учитывая возможное число параллельных исполнителей этапа.

Сделанные оценки продолжительности этапа позволяют перейти к обоснованному расчету заработной платы, учитывая что вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет сейчас около 65 %.

$$T_{pi} = t_{ожi} / Ч_i$$

где: T_{pi} – продолжительность этапа [раб. дн.];

$t_{ожi}$ – ожидаемая - планируемая трудоемкость выполнения этапа [чел.-дн].;

$Ч_i$ - штатная численность исполнителей, которых необходимо занять на выполнении данного этапа [чел].

5.5. Разработка графика проведения научного исследования

Ленточный график является наглядным средством отражения последовательности этапов проведения научной работы, и выполняется в виде диаграммы Ганта, показанной ниже.

На диаграмме Ганта, исполненной в виде горизонтального ленточного графика, этапы проекта представлены отрезками, протяженными во времени.

Каждый период выполнения проекта описывается датами начала и окончания этапа, представленными в календарных днях по следующей формуле:

$$Tki = Tri * k_{\text{кал}},$$

где: Tki – продолжительность – длительность выполнения i -го этапа проекта в календарных днях;

Tri – продолжительность выполнения i -го этапа в рабочих днях;

$k_{\text{кал}} = T_{\text{кал}} / (T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}) = 1.48$ – коэффициент календарности,

где: $T_{\text{кал}} = 365$ – число календарных дней в году;

					Финансовая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

$T_{\text{вых}}=104$ – число выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}=14$ – число праздничных дней в году.

Рассчитанные значения приведены в таблице 15.

Таблица 15 - временные показатели проведения научного исследования

Название этапа	Трудоемкость этапа			Исполните ли работ по этапу	Продолжит ельность этапа в рабочих днях, T_{pi}	Продолжи тельность этапа в календарн ых днях, T_{ki}
	t_{\min} ч/д	t_{\max} ч/д	$t_{\text{ож}}$ ч/д			
Разработка ТЗ	1	3	2		1	2
Выбор направления	6	9	7	Руков-ль	5	7
Подбор литературы	7	14	19	Исп-ль	10	15
Календарное планирование	2	4	3	Руков-ль	2	3
Расчет параметров СИКН	12	16	13	Исп-ль	10	15
Подбор измерительного оборудования	10	21	15	Исп-ль	13	21
Оценка результатов	3	9	6	Руков-ль	6	9

На основе данных, полученных в таблице выше, строим план – график выполнения научно – исследовательского проекта.

Таблица 16 - календарный план график проведения НИР по теме

№	Этап	Исполнитель	Т _{кi} к. дн	Продолжительность этапа											
				Фев.			Март			Апр.			Май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Разработка ТЗ	Р		■											
2	Выбор направления	Р			■										
3	Литература	И				■									
4	Планирование	Р, И					■								
5	Расчет параметров	И								■					
6	Подбор оборудования	И									■	■			
7	Оценка результ.	Р											■		
8	Разработка отчета	Р, И													■

5.6. Бюджет научно-технического исследования

Расчет материальных затрат НИИ

Настоящая статья включает в себя стоимость материалов, используемых при разработке научно-технического проекта, как сырье и материалы, приобретаемые со стороны; так и покупные материалы, используемые в процессе создания и реализации научно-технической продукции; включая запасные части для оборудования; приспособления, инвентарь и другое, даже спецодежду.

В материальные затраты целесообразно также включить затраты на канцелярские принадлежности и расходные материалы как - диски, картриджи и т.п.

Учет таких затрат ведется в случае, когда они не включены в накладные расходы всей организации, в которой выполняется проект, где они учитываются как доля в накладных расходах.

В общем случае, материальные затраты оцениваются по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расxi} ,$$

где: m – количество потребляемых материальных ресурсов;

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

C_i – цена единицы i -го вида ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

$k_T = 0.15$ - коэффициент на транспортно-заготовительные расходы, принимаем на указанном значении исходя из территориальной удаленности поставщиков (в пределах одного города).

Материальные затраты по выполняемому проекту приведены в таблице 17.

Таблица 17 - материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (Z _м), руб.		
		Исп	Исп	Исп	Исп	Исп	Исп	Исп	Исп	Исп
		.1	.2	.3	.1	.2	.3	.1	.2	.3
Бумага для принтера в	Пачка	3	4	5	250	250	250	750	1000	1250
Расходные материалы	Штуки	15	25	22	150	130	220	2250	3250	4840

В состав основной заработной платы включается ежемесячная премия, которая выплачивается из фонда заработной платы в размере (20 –30) % от действующего тарифа или должностного оклада.

Результаты расчета основной заработной платы приведены в таблице 18.

Таблица 18 - расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапа	Исполнители по должностным категориям	Трудоемкость этапа, чел.-дн.	Заработная плата на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.
1	Разработка и утверждение технического задания	Руководитель	1	0.93	0.93
2	Выбор направлений исследования	Руководитель	5	0.93	4.65
3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель проекта	10	0.23	2.3
4	Календарное планирование работ по теме проекта	Руководитель, Исполнитель проекта	2	1.16	2.32
5	Предварительный расчет параметров СИКН	Исполнитель проекта	10	0.23	2.3

6	Построение математической модели и проведение исследования	Исполнитель проекта	13	0.23	2.99
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель проекта	6	1.16	6.96
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель проекта	6	1.16	6.96
ИТОГО:			28.31		

Рассмотренная статья расходов включает в себя основную заработную плату всех работников, занятых выполнением проекта.

Статья включает в себя – премии и доплаты, а также дополнительную заработную плату, которая определена по выражению:

$$Ззп = Зосн + Здоп,$$

где: Зосн – основная заработная плата;

Здоп – дополнительная заработная плата (12-15 % от Зосн).

Основная заработная плата (Зосн) руководителя, лаборанта, инженера от предприятия рассчитывается по формуле:

$$Зосн = Тр \cdot Здн,$$

где: Зосн – основная заработная плата одного работника;

Тр – продолжительность этапов, выполняемых данным научно-техническим работником [раб. дн.];

$Здн = (Зм \cdot М) / Fд$ – среднедневная заработная плата работника [руб.];

Зм – месячный должностной оклад работника [руб.];

М – количество месяцев работы в течение года без учета отпуска;

					Финансовая часть		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			88

Фд – годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала предприятия [раб. дн.].

Таблица 19 - баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель проекта
Календарное число дней в году	365	365
Количество нерабочих дней - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	175

Месячный должностной оклад работника определим из выражения:

$$Зм = Зтс * (1 + k_{пр} + k_{д}) * k_{р}, (x)$$

где: Зтс – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр} = 0.3$ – премиальный коэффициент;

$k_{д} = (0.2-0.5)$ – коэффициент доплат и надбавок;

$k_{р} = 1.3$ – районный коэффициент Томска.

Таблица 20 - расчет основной заработной платы

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	22.156	0.3	0.3	1.3	46.08	2.4	19	45.6
Исполнитель проекта	5.707	0	0	1.3	7.42	0.34	46	15.64
ИТОГО:								61.24

5.7. Страховые отчисления

В данной статье расходов отражаем обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам.

Отчисления производятся от затрат на оплату труда работников, используя следующие адреса:

- органы – фонд государственного социального страхования (ФСС);
- пенсионной фонд (ПФ);
- медицинское страхование (ФФОМС).

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по следующему выражению:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} * (Z_{осн} + Z_{доп}),$$

где: $k_{внеб} = 0.3$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Величина данного коэффициента установлена в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ для общих предприятий, а для научных – в размере 27.1%.

Таблица 21 - отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб	Дополнительная заработная плата, тыс. руб
Руководитель	45.6	6.84
Исполнитель проекта	15.64	2.35
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0.271	
ИТОГО:		19.07

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и

					Финансовая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

5.8. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная выше величина обобщенных затрат научно-исследовательской работы, используется в качестве базы для формирования всего бюджета затрат проекта.

Данные оценки бюджета защищаются научной организацией, исполняющей проект, при заключении договора с заказчиком, и полученные цифры при этом используются в качестве нижнего предела затрат на выполнение научно-технической разработки.

Таблица 22 - расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Основная заработная плата исполнителей темы	61 240	
2. Дополнительная заработная плата исполнителей темы	9186	15% от 1
3. Отчисления во внебюджетные фонды	19085	27,1% от суммы 1-2
4. Накладные расходы	14321	16% от суммы 1-3
4. Материальные затраты	3000	
5. Спецоборудование	0	

5. Бюджет затрат НТИ	106832	Сумма ст. 1-4
----------------------	--------	---------------

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергия, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Их величина дана в таблице 14 выше, и определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 3) \cdot k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов берем в размере 16%.

Финансовая и ресурсная эффективность

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}} = 87653/103832 = 0.84$$

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

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

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

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 исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{\text{pi}} = \sum a_i \cdot b_i = 0.2 * 4 = 0.8$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i-го варианта

исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки,
устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Выводы по разделу

В настоящем разделе выполнено исследование особенностей внутренней и внешней среды проекта.

Определена структура этапов НИ-работы, их продолжительность и состав участников по каждому этапу.

Построен календарный план график проведения НИР.

Затраты на выполнение проекта составляют 103832 рублей, и включают в себя: основную и дополнительную заработную плату исполнителей, а также - накладные расходы и отчисления во внебюджетные фонды.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовая часть	93

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности работ с измерительным оборудованием в составе ПСП.

Область применения исследования является обеспечение правильной эксплуатации и проведения коммерческих учетных операций при приеме-сдаче нефти с применением СИКН. Пользователем представленного решения является ПАО НК «Роснефть».

Рабочая зона: промышленная площадка приемно-сдаточного пункта нефти и нефтепродуктов. Климатическая зона: районы с умеренным и холодным климатом.

Наименование оборудования рабочей зоны: приборы КИПиА и АСУТП, метрологические приборы, электродвигатели, емкости для хранения нефти.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: постоянный контроль за показаниями качества и количества нефти, контроль за показаниями оборудования, проведение измерений, ремонт оборудования, обход-осмотр оборудования и трубопроводов.

Рассмотрены также - мероприятия по уменьшению воздействий вредных и опасных факторов на персонал, занятый на обслуживании указанных установок.

Кроме того - сделан анализ условий труда на рабочем месте оператора рассматриваемой установки, и экологическая безопасность от описываемой технологии, включая безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка предложений по совершенствованию технологической схемы приемно-сдаточного пункта на примере объекта			
Разраб.		Гунько А.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрин А.В.					94	113
Консульт.		Мезенцева И.Л.				ТПУ гр.3-2Б7А		
Рук-ль ООП		Брцник О.В.						

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с действующими нормативными документами к работе оператора ПСП могут быть допущены лишь лица, достигшие возраста 18 лет, прошедшие обучение в специализированных учебных заведениях, и которые имеют квалификационные удостоверения по специальности.

Допускаемые лица должны пройти медицинское обследование на предмет отсутствия противопоказаний к выполнению данной работы.

Каждый оператор ПСП при приеме на работу подвергается вводному инструктажу со стороны признанных специалистов в данной области.

Перед непосредственным допуском к самостоятельной работе претендент должен пройти процедуры, перечисленные ниже:

- первичный инструктаж аттестованного специалиста на рабочем месте;
- начальную стажировку на предложенном рабочем месте продолжительностью до 14 рабочих дней, которая выполняется под руководством опытного специалиста - наставника;
- проверку профессиональных знаний с учетом особенностей работ, выявленных в период стажировки;
- подтверждение наличия знаний мер безопасности при эксплуатации оборудования ПСП;
- проверку знаний по оказанию первой медицинской помощи пострадавшим при несчастном случае на рассматриваемом производстве;
- проверку наличия знаний правил противопожарной безопасности;
- проверку знаний правил техники электробезопасности при работе на указанном производстве.

Результаты всех указанных проверок заносят в удостоверение специалиста по охране труда, согласно нормативным документам. Основными мерами защиты персонала и оборудования в случае возникновения чрезвычайных ситуаций являются следующие:

						<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			95

- выведение персонала с рабочих мест и размещение его в специальных помещениях, предназначенных для защиты в таких случаях;
- эвакуация рабочих из аварийных районов при поступлении соответствующих команд от органов МЧС;
- проведение медицинского освидетельствования пострадавших в результате происшествия в местах, доступных для таких мероприятий;
- организация аварийно-спасательных работ в аварийных районах.

В организациях, продолжающих осуществлять производственную деятельность в условиях чрезвычайных ситуаций, необходимо организовать службу охраны труда или создать отделение специалиста по охране труда.

В процессе исполнения промышленной деятельности работодатель обязан соблюдать условия для исполнения установленных законом мер безопасности, а именно:

- безопасность работников и помещений при осуществлении заложенных технологических процессов, включая производство инструментов и материалов, необходимых для выполнения работ;
- обеспечение работников средствами индивидуальной защиты, а в требуемых ситуациях также и средств коллективной защиты персонала;
- обеспечение сотрудников специальной одеждой и обувью, а также и другими средствами индивидуальной защиты;
- продолжительность рабочего дня рабочих не должна превышать установленной законом величины 40 часов в неделю с возможностью сокращения рабочего времени;
- организацию обучения персонала методам и техническими средствами для обеспечения безопасного труда;
- запрещать работать на опасных производственных объектах лицам в возрасте до 18 лет, а также - не прошедших медицинских осмотров, либо имеющих медицинские противопоказания к данным работам.

Порядок обеспечения защиты персонала, общественности и окружающей среды подразумевает следующие виды обучения работников:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		96

- вводное обучение;
- первичное обучение непосредственно на рабочем месте;
- повторное при необходимости (в случае нарушения, например);
- незапланированное (при модернизации производства);
- целенаправленное – для достижения правильных условий эксплуатации;
- по предотвращению несчастных случаев или ослабления их последствий.

Большая часть работы оператора проводится в положении сидя. Эргономические требования при работе за ПК, процессе наблюдения за показателями оборудования, приводятся в ГОСТ 12.2.032-78 «Рабочее место при выполнении работ сидя» [16], организация рабочего места и расположение всех элементов должно быть сфокусировано в доступности для работника, соблюдена зона деятельности в пределах трудовых операции. В таблице 23 представлены требования на рабочем месте.

Таблица 23 – требования к организации рабочего места

Требования	Требуемые значения	Значения параметров в помещении
Высота рабочей поверхности стола	Нерегулируемая высота 725 мм	Нерегулируемая высота
Рабочий стол	Подъемно-поворотный, регулируемый по высоте и углу наклона спинки	Соответствует
Расположение монитора от глаз работника	600-700 мм	Соответствует

6.2. Производственная безопасность

В процессе трудовой деятельности могут влиять возможные вредные и опасные производственные факторы на оператор по управлению работой установки ПСП.

В таблице 24 представлены опасные и вредные факторы при работе с ПСП. Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов проводилась с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 [17].

Таблица 24 – возможные опасные и вредные производственные факторы

№	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1	Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [17]
2	Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	
3	Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [18]
4	Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на месторождении работающего	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [19]
5	Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества, химикаты, химическая продукция)	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [20]
6	Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо);	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [21]

7	Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты;	ГОСТ Р 58208-2018 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Системы индивидуальной защиты от падения с высоты. Общие технические требования [22].
8	Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего, стоящего на опорной поверхности, на эту же опорную поверхность.	ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности [23].

6.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

6.2.1. Отсутствие или недостаток естественного и искусственного освещения

Действие данного фактора проявляется в виде зрительного утомления, приводящего к боли в глазах; возникает общая вялость, ведущая к снижению внимания с последующим травмированием сотрудника.

Для зрительных работ по IX-XI разрядам, к которым относятся процедуры на открытых площадках нефтегазодобывающих предприятий, нормируемый уровень освещенности рабочих поверхностей составляет 10 – 30 лк для ламп накаливания.

Естественное освещение (КЕО, ен) составляет 3,0 при верхнем или комбинированном освещении и 1,0 при боковом.

При таких же работах, выполняемых в помещениях, разряд повышается до VI-го, с соответствующим требованием освещения на уровне (50–75) лк.

При контроле рабочего оборудования разряд работ поднимается уже до IV-го, а норма – до (100–150) лк соответственно [17].

6.2.2. Повышенный уровень шума

При работе ПСП работает множество оборудования и тд., которое является источником повышенного уровня шума.

Основными характеристиками шума являются частотный спектр интенсивности звука и звуковое давление.

В большинстве случаев повышенный уровень шума приводит к головным болям, звону в ушах, ухудшению слуха, болезням сердца.

Уровни звука (шума) и эквивалентные уровни звука при высококвалифицированной работе, требующей сосредоточенности не должны превышать допустимый уровень пункт 6. – СП 51.13330.2010

Таблица 25 – предельно допустимые уровни звукового давления шума

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности	93	79	70	63	58	55	52	50	49	60

СИЗ : наушники, противошумные вкладыши, шлемы и каски.

СКЗ: экраны, перегородки, кабины, ограждения, поглощающие или ослабляющие звуковое излучение, использование оборудования, соответствующего требованиям безопасности.

6.2.3. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на месторождении работающего

Микроклимат рабочей зоны нормируется согласно ГОСТ 12.1.005-88 [19] в соответствии категорией работ. Рабочее место находится в 4 климатическом поясе и по уровню теплозащитных свойств относиться к 3 классу защиты.

Данный тип воздействий проявляется в следующих условиях:

- повышенная относительно нормы температура воздуха в пределах рабочей зоны;
- пониженная температура воздуха в рабочей зоне.

Действие указанного фактора способствует нарушению обменных процессов в организме, возникновению острых простудных заболеваний, ведёт к обморожению частей тела.

Во избежание указанного влияния на пультах управления установками ПСП должны соблюдаться заданные величины температуры воздуха 22-24°C, относительной влажности на уровне (40-60) % и скорости движения не выше 0.1 м/с.

Интенсивность теплового облучения работающих от нагретых поверхностей технологического оборудования не должна превышать рекомендованных величин:

- 35 Вт/м² при облучении 50% поверхности тела и более;
- 70 Вт/м² - при облучаемой поверхности в пределах (25-50) %;
- 100 Вт/м² - при облучении не более 25% поверхности тела человека.

СИЗ: теплозащитное белье и одежда с подкладками, перчатки, шапки, теплая обувь.

СКЗ: помещения для обогрева, нормирование времени непрерывной работы на открытом воздухе и времени для обогрева.

6.2.4. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества, химикаты, химическая продукция)

Данный тип воздействий включает в себя следующие вещества:

- углеводороды в виде тяжелых или легких фракций;
- продукты нефтегазовой среды, создающие взрыво- и пожарную опасность;
- токсические элементы нефтегазовой среды;
- химически агрессивные фракции и компоненты данной среды;
- смазочные масла, щёлочи, кислоты.

Действие данного воздействия выражается в возможном раздражении верхних дыхательных путей; воспалении слизистых оболочек носа; возможны

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

- отравление организма, острые заболевания кожи, образование дерматитов и ожогов кожи; разъедание зубов и нарушение физиологических функций пищевода.

На объектах первичной и вторичной переработки нефти концентрация углеводородов достигает 620 мг/м^3 (при ПДК – 3000 мг/м^3), концентрация паров марганца при проведении электросварочных работ отмечается на уровне 0.4 мг/м^3 при ПДК – 0.1 мг/м^3 [20].

К средствам защиты относят следующие изделия и устройства:

- оградительные средства: перчатки, рукавицы, противогазы, респираторы; специальная защитная одежда;
- системы автоматического контроля и сигнализации о превышении ПДК;
- герметизирующие устройства;
- системы дистанционного управления технологическим оборудованием из безопасных мест;
- знаки безопасности – ограждающие, указывающие, запрещающие.

6.2.6. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо)

Работы по обеспечению транспортировки нефти, поэтому на площадке могут возникнуть опасности для работника со стороны движущихся машин и механизмов.

Данный фактор приводит к травмам связанных с падением предметов, причинением легкой либо тяжелой степени тяжести, иногда даже летальные исходы.

Для обеспечения защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Как указано в ГОСТ 12.2.062-81 [25], ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

зону опасности. Проведение работ категорически запрещается при неисправных ограждениях. Для профилактики систематически проверяют наличие всей необходимой защиты. Также проводят плановую и внеплановую проверку тормозных и пусковых устройств, состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2.003-91 [21].

5.2.7. Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты

Одной из распространенных опасных факторов является падение работника с высоты. Данный фактор приводит в большинстве случаев к большому ущербу здоровью или летальному исходу.

Чтобы минимизировать влияние данных факторов необходимо проводить следующие мероприятия:

- знать инструкции охраны труда при проведении работ на высоте;
- знать зоны повышенной опасности;
- знать и уметь использовать безопасные методы и приемы выполнения работ на высоте.
- использовать СИЗ и СКЗ [22].

6.2.8. Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего, стоящего на опорной поверхности, на эту же опорную поверхность

Для предупреждения опасных ситуаций, связанных с действием силы тяжести, работы производятся согласно ГОСТ 12.3.009-76 [8].

Минимизация либо устранение данного фактора можно достичь путем:

- механизации и автоматизации погрузочно-разгрузочных работ;
- применения устройств и приспособлений, отвечающих требованиям безопасности;
- эксплуатации производственного оборудования в соответствии с действующей нормативно-технической документацией и эксплуатационными документами;
- применения знаковой и других видов сигнализации при перемещении грузов подъемно-транспортным оборудованием;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

- правильного размещения и укладки грузов в местах производства работ и в транспортные средства;
- соблюдения требований к охраняемым зонам электропередачи, узлам инженерных коммуникаций и энергоснабжения.

6.3. Экологическая безопасность

6.3.1. Защита селитебной зоны

Санитарно-защитные зоны вокруг предприятий по добыче нефти устанавливаются на расстоянии не менее 300 метров от жилой застройки.

В зоне реализации проекта постоянные жилые поселки отсутствуют, поэтому ни в период строительства, ни в период эксплуатации объектов нефтепровода население ближайших населённых пунктов никакого негативного шумового, вибрационного и иного воздействия испытывать не будет. По этой же причине возможные аварийные ситуации на нефтепроводе не могут оказать негативного влияния на условия проживания людей.

Можно ожидать лишь косвенного воздействия на здоровье населения из-за повышенного трафика на дорогах к участкам строительства и как следствие этого – увеличения массы выбросов загрязняющих веществ и повышения уровня шума. Масштаб этого воздействия оценивается как локальный, а его интенсивность – как низкая.

6.3.2. Защита атмосферы

При строительстве объектов с ПСП загрязнение атмосферы происходит в результате выделения следующих материалов:

- продукты сгорания топлива от передвигающегося транспорта;
- растворители при проведении окрасочных работах;
- сварочные аэрозоли при выполнении сварочных работах.

Имеются следующие основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации нефтяного месторождения:

- устье факела и зона вблизи его;
- дымовые трубы;
- неплотности фланцевых соединений аппаратуры;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		104

- сальниковые уплотнения действующих насосов, накопительных емкостей;
- оперативный автотранспорт.

Для предупреждения загрязнения атмосферного воздуха проводятся мероприятия по исключению аварийных выбросов указанных вредных веществ в атмосферу, в число которых входят следующие [9]:

- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти;
- неразрушающий контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- превентивная защита оборудования от коррозии;
- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов только в герметичные аварийные емкости;
- сброс жидкости из аппаратов в подземную закрытую емкость перед остановкой оборудования на ремонт.

6.3.3. Защита гидросферы

Вредное воздействие месторождения с ПСП – оборудованием на водную среду происходит при строительстве скважин и инженерных сетей к ним. Кроме того влияние осуществляется при использовании подземного водозабора для нужд строительства [26, 27].

Необходимо также учитывать сброс сточных вод, аварийные разливы минерализованных вод и нефти.

В ходе строительства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений оказывается воздействие на поверхностные и подземные водные объекты следующих видов:

- изъятие природных вод для обеспечения собственных нужд;
- загрязнение водных объектов случайными аварийными сбросами,
- утечки, дренаж и непланируемые разливы нефти;
- влияние земляных работ на режим стока водоемов.

Предусмотрены следующие мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов:

- прокладка совмещенных коммуникаций с учетом экологической оценки нарушаемых экосистем;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

- движение транспорта по постоянным дорогам, исключая временные;
- функционирование временных дорог только в зимний период;
- запрет на движение автотранспорта вне дорог;
- ликвидация замазученных участков в водоохраных зонах рек и озер;
- выбор мест захоронения отходов в отработанных карьерах;
- сооружение удаленных площадок для ремонта и мойки автотранспорта;
- рекультивация перед сдачей участка землепользователю.

6.3.4. Защита литосферы

Источником загрязнения почв при эксплуатации нефтяных скважин являются:

- нефтепродукты и ГСМ, проливаемые при заправках или ремонте техники;
- стоки, сбрасываемые на стройплощадках на рельеф;
- отходы стройматериалов;
- твердые бытовые отходы.

В зависимости от интенсивности и продолжительности загрязнения почв и грунтов нефтепродуктами предусматривают техническую, химическую и биологическую рекультивацию [28].

Первая из них - работы по очистке территории, планировка нарушенных участков, механическая обработка почвы - рыхление, дискование для аэрации верхних горизонтов и выветривания загрязнителя.

Для восстановления продуктивности нефтепромысловых земель проводят глубокую вспашку, оставляют землю для перегара, под влиянием которого усиливаются процессы деградации нефтепродуктов, улучшается водо - воздушный режим и повышается биохимическая активность почв.

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Следующие аварийные ситуации возможны в ходе технологических работ на площадке месторождения:

- открытое фонтанирование нефти из скважины;
- прорывы нефтесборной сети и сети ППД.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106

При открытом фонтанировании на поверхность выбрасывается десятки тонн нефти. Возможно попадание нефти в водоемы рек и озёр, в подземные горизонты.

При разливе нефти принимаются меры для быстрого устранения попадания нефти в окружающую среду.

При разгерметизации трубопроводов действуют согласно правилам ликвидации аварии:

- сообщают об аварии руководству;
- перекрывают отсекающую арматуру на поврежденном трубопроводе;
- закрывают задвижку на скважине;
- вызывают бригаду эксплуатационной службы.

Для предупреждения возможных аварий оснащают трубопровод автоматической системой обнаружения утечек и оповещения, а также - отсекающие поврежденных участков труб.

На участках трубопроводов в водоохраных зонах оборудуют задвижки; применяют трубы с антикоррозийным покрытием; организуют мониторинг состояния трубопровода; проводят ППР оборудования.

Противопожарный режим безопасности излагается в должностных инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности.

Контроль выполнения инструкций осуществляется обслуживающим персоналом и руководством предприятия.

На рабочих участках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ведрами, ломом и огнетушителями типов ОП-10, ОУ-2, ОУ-5.

На объекте соблюдается противопожарный режим в следующем виде:

- определяются места для курения;
- выделены места хранения противопожарного инвентаря;
- устанавливается порядок гашения горючих материалов;
- директивно определен порядок поведения персонала в случае пожара.

На основании федерального закона от 22.06.2008 г. № 123 - ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» класс

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		107

рабочей зоны помещений ПСП определен как П-III по действующей классификации. Оборудование располагается вне жилых зданий.

В помещениях не находятся горючие жидкости с температурой вспышки более 61 градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества.

Для зон, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа – назначается класс рабочей зоны 0-й по классификации взрывоопасных зон.

Выводы по разделу

При изучении производственных факторов на рабочем месте оператора СИКН соответствует нормам, за исключением компоновки рабочего места нерегулируемая высота стола, на котором проходит работа. Для минимизации влияния стоит заменить стол на тот который будет отвечать требованиям ГОСТ 12.2.032-078.

Категория помещения по электробезопасности, согласно ПЭУ, соответствует 1 классу –«помещения без повышенной опасности» [29].

Согласно правилам по ОТ при эксплуатации электроустановок и оборудования работники должны владеть I группой допуска по электробезопасности. Данная группа присваивается после прохождения инструктажа, которой должен проходить в устной форме и с проверкой знаний по оказанию первой помощи при поражении током.

По уровню энергозатрат категория оператора СИКН – Пб - категории относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201-250 ккал/ч (233-290 Вт), связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П-III и взрывоопасной зоне класса В-Iг (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61 °С или твердые горючие вещества).

Рассмотренный объект, оказывающий незначительное негативное воздействие на ОС.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		108

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения квалификационной диссертации изучены ведущие нормативные документов в функционирования приемо-сдаточного пункта [REDACTED] Красноярского края. Рассмотрены особенности региона и месторождения [REDACTED].

Проведен анализ состава и назначения ПСП, и его важнейшей составной части – СИКН. Исследовано методическое и аппаратное обеспечение процесса контроля нефти на ПСП;

Сформулированы некоторые предложений по совершенствованию технологии контроля нефти, с указанием особенностей рыночного оборудования, создаваемого в условиях жесткой конкуренции производителей.

Выполнен стандартный анализ финансовых особенностей научного проекта и аспектов социальной ответственности.

Произведен расчет поправок к измеренным значениям плотности нефти для приведения результатов к условиям измерения.

В работе показано, что совершенствование технологии и оборудования для ПСП, поставляемого от ведущих мировых производителей в условиях жесткой конкуренции - возможно лишь по пути учета региональных особенностей, и добавления новых измерительных средств, не затрагивая работу существующего оборудования.

Полученные результаты будут использованы в дальнейшей профессиональной деятельности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка предложений по совершенствованию технологической схемы приемо-сдаточного пункта на примере объекта		
Разраб.		Гулько А.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.				109	113
Консульт.					ТПУ гр.З-2Б7А		
Рук-ль ООП		Брцсник О.В.					
					Заключение		

Список использованной литературы

1. ██████████ нефтегазоконденсатное месторождение — Википедия (wikipedia.org).
2. ██████████ месторождение | Нефтяники.РФ (nftn.ru).
3. <https://www.google.com/maps/place/%D0%AE%D1%80%D1%83%D0%B1%D1%87%D0%B5%D0%BD%D0%BE-%D0%A2%D0%BE%D1%85%D0%BE%D0%BC%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B5+%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D0%B5%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B5+%D0%BC%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B6%D0%B4%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5/@57.0056532,89.4408546,1370962m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x5cc7277d4c9fa491:0x3c739305abab91e5!8m2!3d60.438755!4d96.245079>
4. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть Общие технические условия.
5. РМГ 89-2010 ГСИ. Прием-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение от 13 декабря 2011 - docs.cntd.ru.
6. ГОСТ 33-2016 Определение кинематической и динамической вязкости нефти.
7. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти. Приказ от 31.03.2005 г. № 69.
8. ГОСТ 8.589-2007 ГСИ. Ведение учетных операций на пунктах приема-сдачи нефти в нефтепроводных системах (vashdom.ru).
9. ГОСТ 8.587-2019 межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений.
10. Прием-сдаточные пункты (ПСП) нефти - Что такое Прием-сдаточные пункты (ПСП) нефти? - Техническая Библиотека Neftegaz.RU.
11. Рекомендация Государственная система обеспечения единства измерений прием-сдаточные пункты нефти метрологическое и техническое

					<i>Разработка предложений по совершенствованию технологической схемы прием-сдаточного пункта на примере объекта</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Гулько А.А.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Шадрина А.В.</i>					110	113
<i>Консульт.</i>					ТПУ гр.З-2Б7А		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брицник О.В.</i>						
					<i>Список использованной литературы</i>		

обеспечение МИ 2837-2003.

12. «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти

13. РМГ 89-2010 ГСИ. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение от 13 декабря 2011 - docs.cntd.ru.

14. МАССА И ОБЪЕМ НЕФТИ Методика измерений прямым методом динамических измерений МИ 3251-2009.

15. Гречко А.Г. Диагностика двухфазных и однофазных потоков криопродуктов СВЧ методами. М.: ГУП НИКИЭТ. 2001 г.

16. ГОСТ 12.2.032-078 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя;

17. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение

18. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

19. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

20. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

21. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

22. ГОСТ Р 58208-2018 ССБТ. Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Общие технические требования.

23. ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования.

24. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»

25. СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» На основании Федерального закона от 30.03.1999 N 52-ФЗ "О санитарно-

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		111

эпидемиологическом благополучии населения" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, N 14, ст.

26. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» (с изменениями на 26 июня 2021 года).

27. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

28. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

29. ГОСТ Р 57447-2017 Наилучшие доступные технологии. Рекультивация земель и земельных участков, загрязненных нефтью и нефтепродуктами.

30. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112

Приложение 1

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ [7]

№ _____ от _____ 2022 г.

Пункт приема-сдачи нефти _____

Лаборатория предприятия _____

Номер аттестата аккредитации _____

СИКН № _____

Резервуар (мера вместимости) _____

Дата и время отбора пробы _____

№	Наименование показателя	Метод испытаний	Результат испытаний
1.	Температура нефти при условиях измерений объема, °С		
2.	Давление нефти при условиях измерений объема, МПа		
3.	Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерений объема, кг/м ³		
4.	Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³		
5.	Плотность нефти при 15 °С, кг/м ³		
6.	Массовая доля воды, %		
7.	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ (%)		
8.	Массовая доля механических примесей, %		
9.	Массовая доля серы, %		
10.	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.)		
11.	Выход фракций, %: при температуре до 200 °С при температуре до 300 °С при температуре до 350 °С		
12.	Массовая доля парафина, %		
13.	Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm)		
14.	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm)		
15.	Массовая доля органических хлоридов, млн ⁻¹ (ppm)		

Обозначение нефти по ГОСТ Р 51858: «Нефть 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002»; либо «Нефть 2.2э.1.1 ГОСТ Р 51858-2002.

Представитель испытательной лаборатории	подпись	И.О. Фамилия
Представитель сдающей стороны	должность	предприятие