

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

Отделение Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Проектирование приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия»
УДК 622.692.26.07

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Д	Чугунов Андрей Николаевич		13.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков Петр Владимирович	Д.Т.Н.		13.06.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Трубникова Н.В	Д.И.Н.		13.06.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			13.06.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н		13.06.2019

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования критериев заинтересованных сторон</i> <i>ФГОС, и/или</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3и).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-г), (АВЕТ-3д).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
	Применять диагностическое оборудование для	Требования ФГОС ВО,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P9	проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК- 13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Д	Чугунову Андрею Николаевичу

Тема работы:

«Проектирование прямо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия»

Утверждена приказом директора (дата, номер) от 26.04.2019 г. №3350/с

Срок сдачи студентом выполненной работы: 13.06.2019г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Прямо-сдаточный пункт нефти, служащий для непрерывной сдачи, учета и контроля качества нефти через СИКН. Нефть должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858-2002.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Д	Чугунову Андрею Николаевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов их переработки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические ресурсы: 542070 руб. Человеческие ресурсы: 2 человека, стоимость 134780,6руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30% премии; 20% надбавки; 18% дополнительная заработная плата; 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 27,1% Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98г, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта; определение затрат и капиталовложений в проведение исследования.

	Формирование бюджета НИИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования; расчет показателей ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Альтернативы проведения НИ
3. График проведения и бюджет НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН ТПУ	Трубникова Н.В.	д.и.н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Д	Чугунов А.Н.		

						Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Д	Чугунову Андрею Николаевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов их переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Рабочее место располагается как на открытом воздухе (работы связанные с ремонтом и обслуживанием линейной части МН), так и в производственных помещениях (автоматизированное рабочее место оператора, следящего за технологическим процессом). На рабочем месте располагаются электрические приборы, трансформаторы, технологическое оборудование для обеспечения технологического процесса работы транспортировки нефти.
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	ГН 2.1.6.1338-2003 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест» СанПиН 2.1.7.1322-2003 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления» ГН 2.1.5.68998 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов озяйственнопитьевого и культурнобытового водопользования» ГН 2.1.7.204206 «Ориентировочно допустимые концентрации (ОДК) химических веществ в почве»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	1. Проанализировать вредные факторы: - повышенная влажность и загазованность воздуха рабочей зоны; - недостаточная освещенность рабочей зоны. - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности	2. Проанализировать опасные факторы: - тяжелые метеоусловия; - воздействие на человеческий организм

						Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	вредных веществ (растворители, сырая нефть); - повышенная загазованность (углеводородные газы, CO₂); - травмы в процессе работы; - большая взрывопожароопасность производства
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод. Характеристика месторождения как источника образования отходов производства и потребления.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Возможные ЧС на объектах НПС: пожары, взрывы, отравления вредными веществами. Меры по предупреждению химических отравлений. Меры по предупреждению пожара, план действий и ликвидации пожара.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов. 1) Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.). 2) Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г. 3) Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014) 4) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 5) Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г. 6) ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда» предприятия;

Перечень графического материала:

При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

						Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Д	Чугунов А.Н.		

						Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 86 с., 10 таблиц, 42 источника, 4 приложения.

Ключевые слова: нефть, система измерения количества и показателей качества, приемо-сдаточный пункт, учет, прямой метод динамических измерений, косвенный метод динамических измерений, транспортировка, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность.

Объектом исследования являются: приемо-сдаточный пункт, система измерения количества и показателей качества.

Цель работы – Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта. Основные задачи приемо-сдаточного пункта – обеспечение достоверности учета и контроля качества нефти, организационно-техническое обеспечение приемо-сдаточных операций.

В работе рассмотрены условия эксплуатации приемо-сдаточного пункта. Рассмотрены основные задачи приемо-сдаточного пункта – обеспечение достоверности учета и контроля качества нефти, организационно-техническое обеспечение приемо-сдаточных операций.

Также выполнен прочностной расчет трубопровода, который включает в себя определение толщины стенки трубопровода, проверку на прочность подземного трубопровода в продольном направлении, а также гидравлический расчет трубопровода.

Термины и определения

Система измерений количества и показателей качества нефти – совокупность функционально объединенных измерительных преобразователей, измерительных показывающих приборов, системы обработки информации, технологического оборудования, предназначенная для:

- измерения массы брутто нефти методом прямых или косвенных динамических измерений;
- измерения технологических и качественных параметров нефти;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

Измерительный преобразователь – техническое средство с нормативными метрологическими характеристиками, служащее для преобразования измеряемой величины в электрический измерительный сигнал, удобный для обработки, хранения и дальнейшего преобразования системой обработки информации.

Измерительный прибор показывающий – средство измерения, предназначенное для получения и индикации непосредственно на месте измерения значения измеряемой величины в установленном диапазоне.

Система обработки информации – вычислительное устройство, принимающее, обрабатывающее информацию о количественно - качественных параметрах.

Масса балласта – общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Масса нетто нефти – разность массы брутто нефти и массы балласта.

Учетная операция – операция, проводимая сдающей и принимающей сторонами целью определения массы нефти для последующих расчетов, а также при инвентаризации и арбитраже.

Косвенный метод статических измерений массы продукта – метод, основанный на измерениях плотности и объема продукта в резервуарах.

Базовая высота резервуара – расстояние по вертикали от точки касания днища грузом рулетки до верхнего края измерительного люка или до риски направляюще планки измерительного люка.

Стандартные условия – условия, соответствующие температуре продукта 15⁰С или 20⁰С и избыточному давлению, равному нулю.

						Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Принятые сокращения:

АРМ – оператора – автоматизированное рабочее место оператора;

БФ – блок фильтров;

БИЛ – блок измерительных линий;

БИК – блок измерения показателей качества нефти;

ВА – вторичная аппаратура;

ИЛ – измерительная линия;

КМХ – контроль метрологических характеристик;

МВИ – методика выполнения измерений;

МХ – метрологические характеристики;

ПП – преобразователь плотности;

ПР – преобразователь расхода;

ПСП – приёмо-сдаточный пункт;

ПУ - поверочная установка;

СИ – средство измерения;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СОИ – система обработки информации;

ТЗ – техническое задание;

ИЛН – испытательная лаборатория нефти;

АП – автоматический пробоотборник;

МР – массовый расходомер;

ЭПР – эталонный преобразователь расхода.

Оглавление

Введение.....	16
1. Объект исследования.....	19
1.1 Основные положения.....	19
1.2 Состав приемо-сдаточного пункта.....	20
1.3 Рабочая среда приемо-сдаточного пункта.....	21
1.4 Система измерения количества и показателей качества нефти.....	22
1.4.1 Функции СИКН.....	23
1.4.2 Средства измерений и технологическое оборудование.....	24
1.4.3 Пределы погрешности средств измерения.....	24
1.4.4 Блок фильтров.....	25
1.4.5 Блок Измерительных линий.....	26
1.4.6 Блок измерений показателей качества нефти.....	29
1.4.7 Блок стационарной поверочной установки.....	32
1.4.8 Система обработки информации.....	33
1.4.9 Резервуарный парк.....	35
2. Порядок эксплуатации СИКН.....	37
2.1 Порядок включения СИКН в эксплуатацию.....	37
2.2 Настройка автоматического пробоотборника.....	39
2.3 Способ, периодичность отбора проб нефти.....	39
2.4 Виды и периодичность испытаний проб нефти.....	41
2.5 Перечень контролируемых параметров, порядок их контроля.....	43
2.5.1 Расход нефти через ИЛ.....	43
2.5.2 Расход нефти через БИК.....	43
2.5.3 Давление в СИКН.....	43
2.5.4 Перепад давления на фильтрах.....	44
2.5.5 Температура нефти.....	44
2.5.6 Плотность нефти.....	44
2.5.7 Доля воды в нефти.....	44
3. Нарушение условий эксплуатации СИКН.....	45
3.1 Порядок действий при отключении рабочей измерительной линии.....	45
3.2 Порядок действий при эксплуатации СИКН с одновременным ремонтом (заменой) отдельных элементов.....	45
3.3 Действия при отключении СИКН.....	46
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	47
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	48
5.1.1 Потребители результатов исследования.....	48
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	49
5.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	51
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	51
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	52
5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	53
5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	56
5.3.1 Расчет материальных затрат исследования.....	56
5.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования.....	57
5.3.3 Основная заработная плата исполнителей исследования.....	58
5.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей исследования.....	59
5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды.....	60

5.3.6 Накладные расходы.....	61
5.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	62
5.4 Определение ресурсоэффективности проекта.....	63
5.4.1 Определение интегрального финансового показателя.....	63
5.4.2 Определение интегрального показателя ресурсоэффективности.....	63
5.4.3 Расчет интегрального показателя эффективности вариантов исполнения.....	64
5.4.4 Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки.....	65
6. Социальная ответственность.....	67
6.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды.....	67
6.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны.....	68
6.1.2 Воздействие шумов.....	69
6.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	70
6.1.4 Поражение насекомыми.....	70
6.1.5 Вредные газы и химические реагенты.....	71
6.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды.....	72
6.2.1 Электробезопасность на рабочем месте.....	72
6.2.2 Пожаро-взрывобезопасность на рабочем месте.....	72
6.2.3 Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов.....	73
6.3 Экологическая безопасность.....	75
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	77
6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	79
6.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	79
6.5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	81
Список использованной литературы.....	82
Приложение А.....	85
Приложение Б.....	86
Приложение В.....	87

Введение

В данной выпускной квалификационной работе производится анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта и увеличения экономической эффективности пропускной способности. Основные задачи приемо-сдаточного пункта – обеспечение достоверности учета и контроля качества нефти, организационно-техническое обеспечение приемо-сдаточных операций.

Одним из ключевых факторов при работе ПСП и СИКН является круглосуточный учет количества и показателей качества принимаемой, находящейся в наличии и сдаваемой нефти с передачей информации диспетчерским и товарно-транспортным службам. Технический и технологический процесс сдачи товарной нефти с наибольшей точностью массовых показателей, наименьшими экономическими затратами для обеспечения безопасного режима работы магистрального трубопровода, ведение учетных операций на ПСП.

Приемо-сдаточные пункты создают на территории объектов предприятий, осуществляющих добычу, подготовку, транспортировку, перевалку, хранение и переработку нефти. К системе измерений при приемо-сдаточных испытаниях предъявляются повышенные требования, так как даже небольшая неточность измерений приводит к значительным убыткам.

На практике же повышение точности измерений влечет за собой дополнительные затраты на эффективное технологическое оборудование. Разработке и реализации мероприятий по повышению точности измерений должны предшествовать анализ экономической целесообразности таких мероприятий. Любое мероприятие по повышению точности измерений экономически целесообразно, если это мероприятие уменьшает метрологические издержки, т.е. снижает долю себестоимости продукции и увеличивает долю прибыли предприятия, зависящие от точности измерений.

С введением телемеханики, средств автоматики, средств вычислительной техники с учетом взаимозаменяемости различных методов определения массы нефти и нефтепродуктов, обеспечивающих надежность и достоверность

учетной информации, узлы учета превратились в современные системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН).

1. Объект исследования

1.1 Основные положения

Приемо-сдаточный пункт (ПСП) – пункт по учету количества и оценке качества нефти, на котором подразделения принимающей и сдающей нефть сторон выполняют операции приема-сдачи нефти [2].

Основной задачей ПСП является обеспечение достоверности учета и контроля качества нефти и организационно-техническое обеспечение приемосдаточных операций.

В своей деятельности ПСП руководствуется следующими документами:

- Федеральный Закон «О техническом регулировании», 2002 г.[3]
- Закон РФ «Об обеспечении единства измерений», 2008 г.[1]
- Закон РФ «Об энергосбережении», 2009 г.[4]
- Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», 1997 г.[5]
- Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов, РД-153-39.4-056-00.[6]
- Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов, 2015 г.[7]
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, РД 08-200-98.[8]
- Правила эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.[9]
- Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, 2013 г.
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 1998 г.[10]
- Правила внутреннего трудового распорядка.

При выполнении приема-сдачи нефти на ПСП осуществляют:

1. Круглосуточный учет количества принимаемой, перекачиваемой, находящейся в наличии и сдаваемой нефти с передачей информации диспетчерским и товарно-транспортным службам;
2. Отбор проб из резервуаров и нефтепроводов системы измерения количества нефти (СИКН), испытание нефти, хранение арбитражных проб;
3. Оформление актов приема-сдачи нефти, паспортов качества, составление отчетов и передача их товарно-транспортным службам;
4. Контроль технологической схемы транспортировки нефти в пределах зоны ответственности сторон;
5. Контроль параметров перекачиваемой нефти;
6. Контроль условий эксплуатации средств измерений и оборудования в соответствии с техническими требованиями;
7. Контроль метрологических характеристик (МХ) системы измерения (СИ) в межповерочном интервале в процессе эксплуатации;
8. Контроль доступа к СИ и изменения их МХ[13].

1.2 Состав приемо-сдаточного пункта

1. Система измерения количества и показателей качества нефти (СИКН) включает в себя БИЛ, БИК, СОИ, блок фильтров и поверочную установку.
2. Резервуарный парк - резервуары вертикальные РВС-3000 №№ 1,2;
3. Насосная внешней перекачки – ЦНС 180-85 №№ 1,2;
4. Насосная внутренней перекачки – ЦНС 105-98 №№ 1,2;

1.3 Рабочая среда приемо-сдаточного пункта

Рабочая среда (продукт) – товарная нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002[15], имеющая по данным заказчика и указанным в техническом задании, физико-химические показатели, указанные в таблице 1.1

						Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1.1 – Физико-химические показатели нефти

Наименование	Значение показателя
Вязкость кинематическая, сСт	от 5 до 30
Плотность продукта, кг/м ³	от 843 до 849
Температура продукта, °С	от плюс 5 до плюс 30
Давление насыщенных паров, не более, мм.рт.ст	500
Массовая доля воды, не более, %	0,5
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ 100	100
Массовая доля механических примесей, не более, %	0,05
Содержание парафина, не более, %	3,5

В случае сдачи нефти не соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858-2002 или нефти, содержащей свободный газ, отпуск такой нефти должен быть приостановлен.

Приемо-сдаточные и периодические испытания (определение показателей) нефти проводятся в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 в аккредитованной испытательной лаборатории нефти и нефтепродуктов. В область аккредитации лаборатории должны быть включены все методы испытаний нефти в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002. Определение качественных показателей производится в испытательной лаборатории нефти сдающей стороны стороны в присутствии оперативного персонала принимающей стороны.

Таблица 1.2 – Основные показатели измеряемых параметров

№ п/п	Наименование показателя	Метод испытаний
1.	Температура нефти в резервуаре, °С	
2.	Плотность нефти при температуре сдачи, кг/м ³	ГОСТ 3900-85
3.	Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	Р 50.2.075-2010

4.	Плотность нефти при 15 °С, кг/м ³	ГОСТ Р 51069-97
5.	Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014
6.	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ (%)	ГОСТ 21534-76 (Метод А)
7.	Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83
8.	Массовая доля серы, %	ГОСТ Р51947-02
9.	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.)	ГОСТ1756-2000 ГОСТ Р 52340-2005
10.	Выход фракций, % При температуре до 200 °С При температуре до 300 °С	ГОСТ 2177-99 (Метод Б)
11.	Массовая доля парафина, %	ГОСТ 11851-85
12.	Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ Р 50802-95
13.	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ Р 50802-95
14.	Массовая доля органических хлоридов во фракции выкипающей до 204 °С, млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ 52247-2004

1.4 Система измерения количества и показателей качества нефти

Система измерений количества и показателей качества (СИКН) на приемо-сдаточном пункте, принадлежащая «сдающей стороне» и зарегистрированная в «Отраслевом реестре коммерческих узлов учета нефти и нефтепродуктов», предназначена для измерений массы брутто и показателей качества нефти при учетных операциях, осуществляемых между «сдающей стороной» и «принимающей стороной».

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых [17]. Выходные сигналы измерительных преобразователей счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительных контроллеров, которые преобразуют их и вычисляют массу брутто нефти по реализованным в них алгоритмам.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлена непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии

с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

1.4.1 Функции СИКН

Состав и технологическая схема СИКН обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности нефти[13][17];
- вычисление массы нетто нефти по результатам измерений массовой доли воды, механических примесей и концентрации хлористых солей, полученных в испытательной лаборатории;
- автоматическое измерение температуры, давления, плотности нефти, объемной доли воды в нефти и объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти;
- автоматизированная поверка и контроль метрологических характеристик счетчиковрасходомеров массовых с помощью трубопоршневой установки и преобразователя плотности;
- автоматизированный контроль метрологических характеристик рабочего счетчикарасходомера массового с помощью контрольно-резервного счетчика-расходомера массового;
- поверки трубопоршневой установки с помощью мерника металлического эталонного 1-го разряда "М";
- автоматический и ручной отбор проб нефти;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

1.4.2 Средства измерений и технологическое оборудование, входящие в СИКН

СИКН состоит из двух (одного рабочего и одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы брутто нефти, измерительного канала плотности, измерительных каналов объемной доли воды в нефти и измерительного канала объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти, измерительных каналов температуры и давления.

В состав измерительных каналов и СИКН в целом входят:

- счетчики - расходомеры массовые CMF300 с преобразователями 2700;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 с преобразователями измерительными 3144;
- преобразователи давления измерительные модели 3051;
- преобразователи плотности жидкости измерительный 7835;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм;
- контроллеры измерительные FloBoss S600;
- установка трубопоршневая "SYNCROTRAK" S-05;
- расходомер UFM 3030;
- мерник металлический эталонный 1-го разряда "М";
- манометры для точных измерений типа МТИ;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ1-4;
- фильтры SN-4;
- пробозаборное устройство с лубрикатором по ГОСТ 2517-85 "Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб"[16];
- автоматические пробоотборники "Стандарт-А";
- ручной пробоотборник "Стандарт-Р";
- раздельная система дренажа учтенной и неучтенной нефти;
- запорная и регулирующая арматура.

1.4.3 Пределы погрешности средств измерения

Таблица 1.3 - Основные технические характеристики

						Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рабочий диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 10,6 до 93,9
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %,	$\pm 0,25$
Рабочая среда	нефть товарная по ГОСТ Р 51858-2002
Рабочий диапазон температуры, °С	от 5 до 30
Рабочий диапазон давления, МПа	от 0,2 до 1,0
Рабочий диапазон плотности, кг/м ³	от 825 до 890

1.4.4 Блок фильтров

Блок фильтров (БФ) обеспечивает очистку нефти от посторонних механических включений во всем диапазоне работы СИКН.

Блок состоит не менее чем из двух фильтров очистки нефти. Один фильтр обеспечивает производительность работы СИКН в рабочем диапазоне расхода (фильтр, входящий в состав ИЛ, обеспечивает производительность работы ПР в рабочем диапазоне расхода)

Фильтры освобождают от нефти при проведении их ревизии через дренажную систему. Фильтры рекомендуется укомплектовывать быстросъемными крышками или самоочищающимися фильтрами, преобразователями перепада давления и манометрами с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 1,0 \%$.

Перепад давления на фильтре не должен превышать $0,5 \text{ кг/см}^2$.

Чистку фильтров проводят согласно утвержденного графика после проведения КМХ с оформлением двухстороннего акта.

При превышении допустимого перепада давления фильтры подвергаются внеочередной ревизии.

Перепад давления на фильтре - контролируется по датчику перепада давления на фильтре и регистрируется в суточном листе оператора товарного через каждые 2 часа в четные часы московского времени.

Таблица 1.4 – Состав блока фильтров тонкой очистки

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Предел допускаемой погрешности	Кол - во
1	Фильтр Plenty, оснащенный воздушными и дренажными вентилями.	4” CS Simplex		2 шт
2	Комплект шаровых муфтовых кранов	Ду 100 мм Ру 1,6 МПа		По схеме
3	Комплект шаровых муфтовых кранов	Ду 25 мм Ру 1,6 МПа		По схеме
4	Комплект шаровых муфтовых кранов	Ду 15 мм Ру 1,6 МПа		По схеме
5	Преобразователь давления «EMERSON»	3051 TG 0-1,6 МПа	±0,2%	1 шт
6	Датчик перепада давления «EMERSON»	3051 CD 0-0.2 МПа	±0,2%	2 шт
7	Манометр	МТИ-1216 0-1 МПа	к.т. 0,6	5 шт
8	Манометр	М 1/4 0-1,6 МПа	к.т. 2,5	4 шт

1.4.5 Блок измерительных линий

БИЛ рекомендуется располагать в помещении, в котором предусмотрены механическая вытяжная вентиляция (с 1,5-кратным обменом) и автоматическая аварийная приточная вентиляция (с 8-кратным обменом), автоматическая система пожаротушения, контроль загазованности, а также соответствующая световая и звуковая сигнализация в БИЛ и в операторной.

БИЛ состоит из:

- входного и выходного коллекторов;
- коллектора к ПУ;
- ИЛ (рабочие, резервные и контрольно-резервная);
- дренажной системы.

Число резервных линий — не менее 30 % числа рабочих.

В состав ИЛ с преобразователями объемного расхода входят:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

- запорная арматура на входе ИЛ;
- фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой, дренажным и воздушным кранами (если не предусмотрен отдельный БФ);
- преобразователь объемного расхода с пределами допускаемой относительной погрешности в рабочем диапазоне $\pm 0,15\%$ в комплекте со струевыпрямителем или прямыми участками до и после ПР (в соответствии с требованиями завода — изготовителя ПР);
- преобразователь температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ и термокарман для стеклянного термометра за прямым участком после ПР;
- преобразователь давления и манометр с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,6\%$ (за прямым участком после ПР);
- запорная арматура с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходе линии;
- запорная арматура с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходе к ПУ;
- регулятор расхода на выходе линии (при необходимости);
- шаровой кран для дренажа за прямым участком после ПР (в случае конструктивной необходимости);
- шаровой кран-воздушник на входе линии (при отсутствии фильтра на измерительной линии).

В случае подключения ПУ до блока ИЛ запорную арматуру с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек предусматривают на входе измерительной линии, на входе в коллектор к ПУ, а также на входе контрольно-резервной ИЛ.

В состав ИЛ с преобразователями массового расхода входят:

- запорная арматура на входе ИЛ;
- фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой, дренажным и воздушным кранами (если не предусмотрен отдельный БФ);

- преобразователь массового расхода с пределами допускаемой относительной погрешности в рабочем диапазоне $\pm 0,25\%$;
- преобразователь давления и манометр с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,6\%$;
- запорная арматура с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходах ИЛ в коллектор и к ПУ;
- регулятор расхода на выходе ИЛ (при необходимости);
- шаровой кран для дренажа;
- шаровой кран-воздушник.

На выходном коллекторе устанавливают манометр и преобразователь давления с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 1,0\%$, карман для термометра и преобразователь температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2^\circ\text{C}$.

Запорную арматуру с условным диаметром более 150 мм рекомендуется оснащать электроприводом.

Дренажную систему БИЛ выбирают закрытого типа. Обеспечивают контроль протечек в дренажной системе (или дренажных кранов).

Таблица 1.5 – Состав блока измерительных линий

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Предел допускаемой погрешности	Кол - во
Блок измерительных линий				
1	Рабочий массомер «Micro-Motion» «EMERSON»	CMF-300 3" 316L StSt	$\pm 0,25\%$	1 шт
2	Контрольно-резервный массомер «Micro-Motion» «EMERSON»	CMF-300 3" 316L StSt	$\pm 0,20\%$	1 шт
3	Комплект шаровых муфтовых кранов	Ду 100 мм Ру 1,6 МПа		По схеме
4	Комплект шаровых муфтовых кранов	Ду 25 мм Ру 1,6 МПа		По схеме
5	Комплект шаровых муфтовых кранов	Ду 15 мм Ру 1,6 МПа		По схеме
6	Клапан регулирующий	90-35012 Ду 100 мм Ру 4,0 МПа		1 шт
7	Электропривод Rotork	IQT500 F101		9 шт

8	Электропривод AUMA	AMEXС 01.1		1 шт
9	Преобразователи давления «EMERSON»	3051 TG 0-1,6 МПа	±0,2%	3 шт
10	Преобразователи температуры «EMERSON»	3144Р 0-50 °С	±0,2°С	3 шт
11	Манометр	МТИ-1216 0-1 МПа	к.т. 0,6	3 шт
12	Манометр	М 1/4 0-1,6 МПа	к.т. 2,5*	13 шт
13	Стеклянный ртутный термометр	ТЛ-4 №2, цена деления 0,1°С	±0,2°С	3 шт
14	Индикатор фазового состояния	ИФС-1В-700М	±15%	2 шт

1.4.6 Блок измерений показателей качества нефти

БИК располагают в отапливаемом помещении с автоматическим регулированием температуры в заданных пределах, вентиляцией и освещением (освещенность не менее 100 лк), с контролем загазованности и пожарной сигнализацией.

Нефть в БИК отбирают через пробоотборное устройство в соответствии с ГОСТ 2517[16].

В БИК устанавливают:

- поточные преобразователи плотности (рабочий и резервный) с пределами допускаемой абсолютной погрешности + 0,36 кг/м³;
- поточные преобразователи влагосодержания (рабочий и резервный) с пределами допускаемой абсолютной погрешности + 0,1 % для контроля наличия воды;
- при необходимости — поточные вискозиметры (рабочий и резервный) с пределами допускаемой относительной погрешности + 1,0 % (допускается не включать вискозиметры в состав БИК в случае применения ПР, на погрешность измерений которых не влияет изменение вязкости в установленных пределах);
- преобразователь температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,2 °С и термокарман для стеклянного термометра;

- манометр и преобразователь давления с пределами допускаемой относительной погрешности + 0,6 %;
- автоматические пробоотборники в соответствии с ГОСТ 2517[16], обеспечивающие отбор проб по заданной программе, с герметичными контейнерами вместимостью не менее 3 л (рабочий и резервный);
- устройство для ручного отбора точечных проб в соответствии с ГОСТ 2517[16];
- циркуляционные насосы (рабочий и резервный), обеспечивающие требуемый расход нефти через БИК (в случае насосной схемы);
- расходомер (ПР);
- при необходимости — регулятор расхода нефти через БИК;
- при необходимости — систему промывки поточных преобразователей;
- при необходимости — фильтры (рабочий и резервный).

В состав БИК могут быть включены дополнительные СИ показателей качества нефти (анализаторы содержания соли, серы) и устройство определения свободного газа.

В БИК предусматривают:

- узел для подключения пикнометрической установки рядом с преобразователями плотности;
- место для выполнения измерений плотности нефти ареометром.

При измерениях массы нефти прямым методом динамических измерений допускается не включать поточный плотномер в состав БИК, при этом предусматривают место подключения преобразователя плотности для проведения поверки и КМХ преобразователей массового расхода (при отсутствии в составе ПУ преобразователей плотности).

Демонтаж любого преобразователя плотности, влагосодержания и других СИ не должен нарушать режим работы БИК.

Дренажную систему выбирают закрытого типа. В верхних точках технологической обвязки предусматривают шаровые краны-воздушники.

						Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1.6 – Состав блока измерений показателей качества нефти

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Предел допускаемой погрешности	Кол - во
1	Лубрикатор - механизм выдвижной для пробозаборной трубки, с щелевым пробозаборным устройством.	МВПТ А-150-6,3-1л		1 шт
2	Фильтр сетчатый	ФС Ду 50 Ру 6,3 МПа		2 шт
3	Центробежный бессальниковый насос с магнитным приводом НМД	GTA 1X1X6 CA-3		2 шт
4	Клапан обратный	Ду 50 Ру 1,6 МПа		1 шт
5	Автоматический пробоотборник с герметичными контейнерами	«Стандарт-А» Ду 50 Ру 6,3 МПа		2 шт
6	Ручной пробоотборник с диспергатором	«Стандарт-Р» Ду 50 Ру 6,3 МПа		1 шт
7	Плотномер поточный Solartron	«Solartron 7835B»	$\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$	2 шт
8	Влагомер нефти поточный УДВН	«УДВН-1пм» Ду 50 Ру 6,3 МПа	$\pm 0,05 \%$	2 шт
9	Преобразователи давления «EMERSON»	3051 TG 0-1,6 МПа	$\pm 0,2 \%$	1 шт
10	Преобразователи температуры «EMERSON»	3144P 0-50 °C	$\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$	1 шт
11	Манометр	МТИ-1216 0-1 МПа	к.т. 0,6	5 шт
12	Манометр	М 1/4 0-1,6 МПа	к.т. 2,5*	4 шт
13	Стеклянный ртутный термометр	ТЛ-4 №2, цена деления 0,1 ⁰ C	$\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$	1 шт
14	Счетчик жидкости	UFM 3030K-1Ex 0-6 м ³ /ч	$\pm 5 \%$	1 шт
15	УОСГ-100 СКП	предел измерений 0.1% - 1%	$\pm 0,05 \%$	1 шт

1.4.7 Блок стационарной поверочной установки

ПУ обеспечивает:

- поверку первичных ПР на месте эксплуатации без нарушения режимов перекачки нефти;
- при смене режимов ПУ — гарантированное перекрытие потока с местным и дистанционным контролем протечек;
- производительность, достаточную для поверки ПР во всем диапазоне эксплуатации преобразователей.

Максимальное рабочее давление ПУ — не менее максимального рабочего давления СИКН.

Вторичная аппаратура ПУ обеспечивает:

- в автоматизированном режиме переключение и настройку режимов ПУ;
- автоматическую обработку результатов измерений и оформление протоколов поверки и КМХ ПР;
- автоматизированную обработку результатов измерений и оформление протоколов поверки ПУ.

Функции вторичной аппаратуры стационарной ПУ рекомендуется выполнять с помощью СОИ.

На входе и выходе ПУ устанавливают:

- преобразователь температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С и термокарман для стеклянного термометра;
- манометр и преобразователь давления с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,6$ % .

Пределы допускаемой относительной погрешности ПУ должны соответствовать требованиям ГОСТ.

В блоке ПУ, не оснащенном стационарными средствами поверки, предусматривают технологическую обвязку для подключения передвижной ПУ 1-го разряда.

При поверке ПУ поверочными установками с применением весов и мерника предусматривают систему промывки ПУ от нефти.

Дренажную систему ПУ выбирают закрытого типа. Обеспечивают контроль протечек в дренажной системе (или дренажных кранов) или герметичность перекрытия дренажной системы при работе ПУ.

ПУ рекомендуется располагать в отапливаемом закрытом помещении с приточно-вытяжной вентиляцией и освещением, контролем загазованности и пожара.

Таблица 1.7 – Состав ПУ

Блок поверочной установки				
1	Стационарная поверочная установка	Syncrotrak 0,113-113 м ³ /ч	±0,05%	1 шт
2	Преобразователи давления «EMERSON»	3051 TG 0-1,6 МПа	±0,2 %	1 шт
3	Преобразователи температуры «EMERSON»	3144P 0-50 °С	±0,2 °С	1 шт
4	Манометр	МТИ-1216 0-1 МПа	к.т. 0,6	1 шт
5	Манометр	М 1/4 0-1,6 МПа	к.т. 2,5*	1 шт
6	Термометр ртутный лабораторный	ТЛ-4 №2, цена деления 0,1 ⁰ С	±0,2 °С	2 шт
7	Мерник образцовый SERAPHIN	Series M	±0,02%	1 шт
8	Насос CRN3-8	A96549414 P10712		1 шт

Допускается использование другой аппаратуры, оборудования и средств измерения (СИ) с лучшими или аналогичными характеристиками, входящих в состав СИКН и ПУ, если они соответствуют требованиям действующих НТД. Все СИ, участвующие в учетно-расчетных операциях, должны быть поверены органами Госстандарта, иметь действующее свидетельство о поверке (аттестации) или оттиски поверительных клейм.

1.4.8 Система обработки информации

СОИ:

- принимает и обрабатывает сигналы в импульсной, аналоговой и цифровой формах в диапазоне значений, соответствующем диапазону преобразователей;
- обеспечивает сбор, обработку, отображение, регистрацию информации по учету нефти;
- при необходимости принимает и отображает в реальном времени данные с СИ, не участвующих в учетных операциях;
- управляет режимами работы СИКН;
- контролирует диапазон измеряемых величин и при выходе значения сигнала за пределы рабочего диапазона обеспечивает отработку аварийных действий (переход на резервную линию, сигнализация аварийного состояния, включение вентиляции БИК и т. п.);
- выполняет функции вторичной аппаратуры стационарной ПУ

СОИ обеспечивает хранение архивов информации:

- протокол событий, тренды — 1 мес;
- отчеты за 2 ч, смену, сутки — 3 мес;
- месячные отчеты — 1 год;
- паспорта качества, акты приема-сдачи — 3 мес.

Обеспечение доступа СОИ обеспечивает поименную регистрацию пользователей с возможностью предоставления (отмены) доступа к тому или иному закрытому ресурсу (просмотр и печать отчетной документации, паспортов качества, актов приема-сдачи, изменение отчетной документации, управление технологическим оборудованием и т. д.) для каждого пользователя (группы пользователей).

Возможность изменения списка доступов для пользователя (группы пользователей) представляют только пользователю, зарегистрированному в системе с правами администратора.

СОИ обеспечивает два уровня доступа: первый уровень — доступ к изменению технологических (конфигурационных) настроек и параметров оборудования СИКН; второй уровень — изменение МХ СИ СИКН. Изменение регистрационной информации соответствующего уровня доступа допускается после регистрации на данном уровне и только для данного уровня.

Изменение МХ СИ СИКН проводит только пользователь, зарегистрированный в системе с правами поверителя. Для обеспечения повышенной защиты МХ СИ рекомендуется использовать внешние носители для хранения учетной записи поверителя (дискета, CD-ROM, устройства USB). Порядок хранения внешних «ключевых» носителей определяет территориальное подразделение Госстандарта России.

Программное обеспечение СОИ должно иметь резервные архивные копии на компакт-диске. СОИ обеспечивают источником бесперебойного питания, гарантирующим работу СОИ в течение 2 ч.

Таблица 1.8 – Состав СОИ

№ п/п	Наименование оборудования	Предел допускаемой погрешности	Кол - во
1	Измерительно-вычислительный комплекс «FloBoss»	$\pm 0,05\%$	2 шт
2	АРМ оператора		2 шт
3	Принтер отчетов		2 шт

1.4.9 Резервуарный парк

Резервуарный парк - комплекс взаимосвязанных отдельных или групп резервуаров для хранения или накопления жидких продуктов (нефти, нефтепродуктов, жидких углеводородов, химических продуктов, воды и др.); оборудуется технологическими трубопроводами, запорной арматурой, насосными установками для внутрипарковых перекачек, системами сокращения потерь продуктов, безопасности, пожаротушения и средствами автоматизации.

Резервуары вертикальные РВС-3000 №№ 1,2 как меры вместимости, поверенные и имеющие утвержденные градуировочные таблицы. Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости составляют 0,15% по ГОСТ 8.570-2000. Определение вместимости стальных вертикальных резервуаров РВС-3000 №№ 1,2 производится по ГОСТ 8.570-2000 один раз в 5 лет и после каждого капитального ремонта, связанного с изменением вместимости[31].

						Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Порядок эксплуатации СИКН

2.1 Порядок включения СИКН в эксплуатацию

Оператор товарный сдающей стороны в присутствии оператора товарного принимающей стороны после получения разрешения руководства сдающей стороны и согласования с диспетчером принимающей стороны:

- производит заполнение трубопроводов и оборудования СИКН.
- проверяет готовность к работе технологического оборудования БИЛ и БИК: в закрытом состоянии находятся краны на промывочных линиях, дренажные ventили, запорная арматура БИЛ, БФ, БИК.
- производит стравливание воздуха с верхней точки БИК
- проверяет готовность вторичной аппаратуры: состояние блока бесперебойного питания UPS, готовность ИВК «FloBoss», программное обеспечение (ПО) «АРМ-оператора» - на экране должна отображаться мнемосхема СИКН, и в числовом виде отображаться значения измеряемых параметров.

Оператор товарный сдающей стороны после получения разрешения от руководства сдающей стороны и получения телефонограммы о разрешении откачки нефти через СИКН от оператора товарного принимающей стороны производит запуск насоса.

Устанавливает расход через измерительную линию в пределах рабочего диапазона, указанного в свидетельстве о поверке массомера.

Запуск насоса БИК производится с мнемосхемы АРМ-оператора, автоматически задается значение расхода по БИК.

После установившегося расхода по ИЛ и БИК, выбирается автоматический пробоотборник. На мнемосхеме АРМ-оператора мышью выбирается ПА-1 или ПА-2. Автоматический пробоотборник, находящийся в работе отображается зеленым цветом.

Влагомер, участвующий в ТКО, отображается зеленым цветом, второй находится в резерве.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

В БИК должно обеспечиваться определенное соотношение расходов потока в трубопроводе в месте отбора и в трубопроводе БИК. Контроль соотношения расходов осуществляется с использованием расходомера, установленного в БИК. Расход нефти по ветви блока контроля качества контролируется на экране монитора и должен соответствовать расчетному значению.

Для соблюдения требований о равенстве скорости жидкости на входе в устройство пробозаборное и линейной скорости жидкости в трубопроводе в том же направлении (условие изокINETичности пробоотбора) необходимо, чтобы расход нефти через пробозаборное устройство составлял от 0,20 до 3,71 м³/ч, в зависимости от расхода нефти в выходном коллекторе блока измерительных линий.

Контроль расхода нефти через БИК осуществляют по показаниям счетчика жидкости UFM 3030, выводимые на монитор. Расход нефти через БИК регулируется частотой работы центробежного бессальникового насоса с магнитным приводом НМД заданный по алгоритму (таблицу) в зависимости от расхода нефти по БИЛ, а так же частота может задаваться с АРМ-оператора вручную.

Таблица 2.1 – Условие изокINETичности

№ п/п	Расход нефти по СИКН (Q _{тр})		MIN расход ч/з ПЗУ (расчетный)		Расход ч/з БИК заданный по алгоритму		Примечание
	т/ч	*м ³ /час	т/ч	*м ³ /час	т/ч	*м ³ /час	
1.							
2.	10	12,0	0,17	0,20	0,5	0,6	
3.	20	24,0	0,34	0,40	1,0	1,2	
4.	30	36,1	0,51	0,61	1,0	1,2	
5.	40	48,2	0,68	0,82	1,5	1,8	
6.	50	60,2	0,85	1,02	1,5	1,8	
7.	60	72,3	1,02	1,23	2,0	2,4	
8.	70	84,3	1,19	1,43	2,0	2,4	
9.	80	96,4	1,36	1,64	3,5	4,21	
10.	180	216,8	3,08	3,71	3,5	4,21	

2.2 Настройка автоматического пробоотборника

Пуск и остановка отбора пробы происходит по командам оператора. По окончании смены происходит автоматическая остановка отбора пробы. Отбор пробы возможен двумя способами, переход между способами возможен под доступом Инженер.

По массе – отбор пробы пропорционально массе нефти. Проба отбирается с заданной массы перекачки через равные приращения массы нефти.

Выбрать на мнемосхеме пробоотборник, установить значение массы перекачки с которой будет отбираться среднесменная объединенная проба. Включить начать отбор.

По времени – отбор пробы пропорционально времени. Проба отбирается в течение смены через равные промежутки времени.

Выбрать на мнемосхеме пробоотборник установить значение времени перекачки с которой будет отбираться среднесменная объединенная проба. Включить начать отбор.

Необходимо своевременно, после окончания смены, менять заполненные контейнеры на пустые совместно представителями сдающей стороны и принимающей стороны.

2.3 Способ, периодичность отбора проб нефти

Отбор проб для определения качественных параметров нефти производится через щелевое пробозаборное устройство автоматическим пробоотборником, установленным в блоке контроля качества (БИК), посменно.

Способы отбора проб: автоматический - с помощью автоматического пробоотборника, и ручной - через вентиль ручного отбора проб в БИК.

Периодичность отбора проб и определение параметров качества нефти, устанавливается в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 и Р 50.2.040-2004 «Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения»[18].

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Приемо-сдаточные испытания по определению плотности, массовой доли воды, массовой доли серы, массовой концентрации хлористых солей, проводятся по среднесменным пробам. Давление насыщенных паров определяется ежедневно в индивидуальной точечной пробе.

Периодические испытания по определению массовой доли органических хлоридов, механических примесей, парафина, сероводорода и метил- этил меркаптанов, фракционного состава, кинематической вязкости проводятся 1 раз в 10 дней.

Для определения массовой доли механических примесей, парафина, органических хлоридов, выкипающих во фракции до 204°C формируются накопительные пробы из среднесменных объединенных проб, отобранных за период между измерениями (в течение 10 дней).

Определение содержания сероводорода, суммы меркаптанов, фракционного состава и кинематической вязкости проводится один раз в 10 дней в индивидуальных точечных пробах.

Замену контейнера с объединенной пробой производят в 12⁰⁰ и 24⁰⁰ ч. московского времени ежедневно. Представители сдающей и принимающей сторон производят снятие и установку накопительных емкостей автоматического пробоотборника.

В случае выхода из строя автоматических пробоотборников, отбор пробы производится из ручного пробоотборника каждый час по 250 мл для формирования среднесменной пробы.

Перед проведением испытаний, каждая среднесменная объединенная проба тщательно перемешивается (10 мин.), делится исполнителем в соответствии с ГОСТ 2517-85[16] на две равные части. Одна часть используется для проведения испытаний показателей качества нефти, а также для формирования объединенных накопительных проб. Другая часть (арбитражная проба) опечатывается, маркируется и отправляется на хранение в кладовую арбитражных проб.

						Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Упаковка, маркировка и хранение арбитражных проб нефти, отобранных на случай разногласий в оценке качества нефти, производится в соответствии с ГОСТ 1510-84[19] совместно представителями сдающей стороны и принимающей стороны.

Арбитражные пробы хранятся 15 дней в испытательной лаборатории нефти в металлическом шкафу, ключ от которого находится у оператора принимающей стороны. Помещение, в котором установлен металлический шкаф, закрывается ключом, который находится у представителя ИЛН.

Изъятие арбитражной пробы с не истекшим сроком хранения производится в особых случаях по письменному согласованию руководства принимающей стороны и сдающей стороны совместно представителями сторон, при разногласиях сторон по вопросам качества партии нефти. Одновременно с изъятием пробы непосредственными исполнителями сторон составляется двух сторонний акт с внесением в него:

- данных пробы;
- даты изъятия пробы;
- причин изъятия пробы;

Изъятая арбитражная проба анализируется в нейтральной лаборатории – лаборатории института химии нефти СО РАН г. Томска или другой аккредитованной лаборатории, выбранной по согласованию сторон. Результаты анализа арбитражной пробы является окончательным и не подлежит оспариванию.

2.4 Виды и периодичность испытаний проб нефти

Оператор товарный сдающей стороны, совместно с оператором товарным принимающей стороны, производят смену контейнера автоматического пробоотборника в БИК. При отказе автоматического пробоотборника, отбор проб производят вручную методом затопленной струи.

Испытательная лаборатория нефти обеспечивает выполнение следующих испытаний при проведении приемо-сдаточных операций:

						Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– при выходе из строя поточного плотномера, плотность нефти определяется в ИЛН по ГОСТ 3900-85[20], Р 50.2.075-2010[21], Р 50.2.076-2010[21], ГОСТ Р 51069-97[22] с учетом систематической погрешности, по объединенной пробе;

– определение массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76, массовой доли воды по ГОСТ 2477-2014[23], массовой доли серы по ГОСТ Р 51947-2002 производится по объединенной среднесменной пробе;

– определение давления насыщенных паров по ГОСТ 1756-00[27] или по ГОСТ Р 52340-2005 производится в индивидуальных точечных пробах ежемесячно;

– определение массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83[25], массовой доли парафина по ГОСТ 11851-85, массовой доли органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204⁰С по ГОСТ Р 52247-2004 производится один раз в 10 дней в индивидуальных накопительных объединенных пробах.

– определение кинематической вязкости нефти по ГОСТ 33-2000, выход фракций при температуре 200⁰С и при температуре 300⁰С по ГОСТ 2177-99[28], массовой доли сероводорода и массовой доли метил - и этил меркаптанов в сумме по ГОСТ Р 50802-95[29] производится в индивидуальных точечных пробах один раз в 10 дней;

2.5 Перечень контролируемых параметров, порядок и периодичность их контроля

2.5.1 Расход нефти через измерительные линии

Расход нефти должен находиться в пределах рабочего диапазона массомера указанного в свидетельстве о поверки на массомер.

Показания приборов по количеству перекачиваемой через измерительные линии нефти в массовых единицах контролируется постоянно. Данные по массе снимаются с ИВК «FloBoss».

2.5.2 Расход нефти через БИК

Расход нефти через БИК должен обеспечивать:

- эксплуатацию поточного плотномера и влагомера без отклонения их метрологических характеристик от установленных величин;
- достоверность и представительность отбираемой пробы; должно обеспечиваться соотношение расходов потока в трубопроводе в месте отбора и в трубопроводе БИК (условие изокинетичности).
- Расход нефти в БИК контролируется по ультразвуковому счетчику жидкости UFM 3030 на экране монитора и должен находиться в пределах значений рассчитанных в таблице 2.1.
- Поддержание требуемого расхода осуществляется частотным регулированием насосов БИК.

2.5.3 Давление нефти в СИКН

Давление на выходе СИКН контролируется по манометру и датчику давления, установленному на выходном коллекторе узла учета нефти.

Давление нефти на работающих измерительных линиях СИКН контролируется по преобразователю давления, или манометрам, установленным на измерительных линиях СИКН.

Давление на выходе СИКН и на работающих измерительных линиях контролируется постоянно.

Давление нефти в линии контроля качества контролируется постоянно по преобразователю давления или манометру, установленному на линии качества.

2.5.4 Перепад давления на фильтрах

Перепад давления на фильтре не должен превышать $0,5 \text{ кг/см}^2$.

Чистку фильтров проводят согласно утвержденного графика после проведения КМХ с оформлением двухстороннего акта.

При превышении допустимого перепада давления фильтры подвергаются внеочередной ревизии.

Перепад давления на фильтре - контролируется по датчику перепада давления на фильтре.

2.5.5 Температура нефти

Температура нефти в: БИК, выкидном коллекторе, измерительных линиях – контролируется преобразователем температуры по ИВК «FloBoss» (или по термометру типа ТЛ-4 с ц. д. $0,1^\circ\text{C}$, установленному по месту). Разность показаний преобразователей температуры и термометров не должна превышать $0,4^\circ\text{C}$.

2.5.6 Плотность нефти

Плотность нефти при товарно-коммерческих операциях определяется постоянно поточным плотномером. Плотность нефти измеряется поточным преобразователем плотности в БИК; и 1 раз в 10 дней проводится контроль МХ ПП сличением результата его измерений с результатом измерения плотности резервного плотномера.

2.5.7 Доля воды в нефти

Объемная доля воды определяется и контролируется при помощи поточных влагомеров «УДВН-1пм» и регистрируется в ИВК. Массовая доля воды определяется по результатам лабораторных испытаний.

Расчет массы нетто нефти за смену производится на основании результатов лабораторных испытаний по среднесменной объединенной пробе.

						Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 Нарушение условий эксплуатации СИКН

3.1 Порядок действия при отключении рабочей измерительной линии и включении контрольно-резервной

Случаи, при которых операторы СИКН должны отключить рабочую измерительную линию и включить контрольно-резервную:

- отказ массового расходомера (МР);
- отказ вычислителя массового расходомера;
- нарушение герметичности и неустраняемые утечки нефти на измерительной линии;
- отказ преобразователя давления или температуры.

3.2 Порядок действия при эксплуатации СИКН с одновременным ремонтом (заменой) отдельных элементов

Перечень ситуаций, при которых продолжается эксплуатация СИКН с одновременным ремонтом (заменой) отдельных элементов:

- отказ одного ИВК;
- отказы приборов БИЛ;
- манометров, термометров;

Отказы приборов в БИК: манометров, термометров, поточного преобразователя плотности, влагомера, автоматического пробоотборника, преобразователя температуры, преобразователя давления, одного из циркуляционных насосов, МР, ИФС.

При отказе ИВК FloBoss, происходит автоматический переход на резервный ИВК.

При отказе обоих ИВК производится переход на резервную схему сдачи нефти.

При отказе одного из технических манометров или термометров производит замену его из числа резервных, имеющих действующее клеймо (свидетельство) Госстандарта. При необходимости доливают масло в

термокарман. При отказе преобразователя давления, температуры на рабочей линии необходимо переключиться на контрольно-резервную линию.

При отказе преобразователя давления, температуры на контрольно-резервной линии ведет контроль по техническим манометрам и термометрам контрольно-резервной линии;

При отказе преобразователя плотности измерение плотности производят по среднесменной пробе в ИЛН по ГОСТ 3900-85[20], Р 50.2.075-2010[18], Р 50.2.076-2010[18], ГОСТ Р 51069-97[22] с учетом систематической погрешности.

3.3 Действия при отключении СИКН и переходе на резервную схему

Перечень ситуаций, при которых СИКН должна быть отключена и осуществлен переход на резервную схему учета нефти:

- отказ рабочей и контрольно-резервной линий одновременно;
- отказ центрального блока обработки информации при отсутствии резервного и вторичных приборов;
- превышение значения суммарной погрешности по массе брутто СИКН допускаемого предела $\pm 0,25\%$ при проведении очередной или внеочередной поверки средств измерений;
- реконструкции и проведения плановых работ по обслуживанию, связанных с остановкой СИКН;
- отключение электроэнергии СИКН (при отсутствии резервного электроснабжения);
- наличие перетоков или утечек нефти через задвижки, фланцевые соединения или через неисправности в технологических трубопроводах и невозможность исправления их при работе СИКН;
- аварийные ситуации, при которых эксплуатация СИКН невозможна: пожар, загазованность и т.д.;
- отказ циркуляционных насосов БИК.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Одним из ключевых факторов при работе ПСП и СИКН является круглосуточный учет количества, который обеспечивается насосами внешней перекачки. От выбора правильности вы насосных агрегатов зависит количество сданной нефти, бесперебойная сдача нефти и количество энергопотребления для осуществления перекачки. Необходимо подобрать насосные агрегаты с нужными показателями подачи и напора для конкретного ПСП.

Цель работы:

Анализ насосных агрегатов для внешней перекачки типа ЦНС и выбор наиболее эффективного и экономичного.

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.1.1 Потребители результатов исследования

Продукт (результат НИР) – выявление более эффективного насосного агрегата с экономическим обоснованием.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. Для данного проекта целевым рынком являются нефтегазодобывающие предприятия такие как : "ГАЗПРОМ", "РОСНЕФТЬ", "ТРАНСНЕФТЬ".

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные критерии сегментирования рынка потребителей, возможно применение их 75 комбинаций с использованием таких характеристик, как возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода. В зависимости от категории потребителей (коммерческие организации, физические лица) необходимо использовать соответствующие критерии сегментирования.

В данной работе сегментировать рынок услуг по необходимости выбора нужного насосного агрегата можно по следующим критериям: размер компании и объем перекачки (таблица 1).

		Объем перекачки		
		Крупные	Средние	Малые
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Малые			

Таблица1 – Карта сегментирования рынка услуг по выбору насосных агрегатов

Данное предприятие будет ориентироваться на средние компании со средними объемами перекачки.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Объектом анализа является центробежный насос секционный нефтяной для перекачки сероводородов по нефтепроводам.

Для сравнения взяты три насоса: Насос ЦНСН 105-98; Насос ЦНСН 180-85; Насос ЦНСН 300-120

таблице 1 приведены характеристики данных насосов.

Таблица 1 – Технические характеристики насосов ЦНСН 105-98; ЦНСН 180-85; ЦНСН 300-120.

Насос	Подача (м3/ч)	Напор (м)	Мощность (кВт)	Частота вращения (об/мин)	Стоимость (руб)	Масса (кг)
Насос ЦНСН 105-98	105	98	55	2950	392000	670
Насос ЦНСН 180-85	180	85	75	1475	410000	740
Насос ЦНСН 300-120	300	120	200	1475	463000	850

Анализ конкурентных технических решений помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам. При проведении данного анализа необходимо оценить сильные и слабые стороны конкурентов. Для этого составлена оценочная карта (табл. 2).

Таблица 2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критери я	Баллы			Конкурентос- пособность		
		Бн1	Бн2	Бн3	К1	К2	К3
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							

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

Где: Бн1 – Насос ЦНСН 105-98; Бн2 – Насос ЦНСН 180-85 ; Бн3 – Насос ЦНСН 300-120.

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \sum B_i B_i$$

где B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 2. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из приборов.

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

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. Последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей приведены в таблице 3

Таблица 3 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

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

	8	Оценка результатов исследования	Руководитель, Инженер
Оформление отчета по проекту	9	Составление пояснительной записки	Инженер

Исследование состояния технологической обвязки насосного агрегата проводится в пять этапов. Основные работы выполняются инженером.

5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты являются основной частью стоимости исследования.

Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер.

Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\text{min}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\text{max}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн..

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях T_p . Величина T_p учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

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

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

Результаты расчета приведены в таблице 4.

5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

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

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 5,2 \cdot 1,47 = 7,64 \approx 8 \text{ дней}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 4.

Таблица 4 – Временные показатели проведения исследования

Название Работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	$t_{\min, \text{чел-дни}}$		$t_{\max, \text{чел-дни}}$		$t_{\text{ожж}, \text{чел-дни}}$					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	1		6		3		3		4	
Изучение нормативно-технической документации		4		7		5,2		5,2		8
Составление плана исследования	2		4		2,8		2,8		3	
Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на трубопровод		5		10		7		7		10
Создание и расчёт математической модели трубопровода		12		18		14		14		21

Проведение диагностики		2		4		2,8		2,8		4
Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод		8		12		9,6		9,6		14
Оценка результатов исследования	3		5		3,8		1,9		3	3
Составление пояснительной записки		6		10		7,6		7,6		11

На основе таблицы 4 строим календарный план-график (для максимального по длительности исполнения работ).

Таблица 5 – Календарный план-график (Ганта) проведения работ по проведению исследования

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

Обозначения:

	Руководитель
	Инженер

На основе данных графика (табл. 5) можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию напряжённо-деформированного состояния трубопровода займет 8 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится первой декадой мая.

Значение реальной продолжительности работ может оказаться как меньше посчитанного значения, так и больше, так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна

- 10 дней (длительность выполнения проекта руководителем);
- 71 день (длительность выполнения проекта инженером);

5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

5.3.1 Расчет материальных затрат исследования

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п.

Таблица 6 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы З _м , руб.
Набор инструментов	шт	1	5500	5500
Перчатки	пара	2	9	180
Спецодежда	комплект	2	5600	11200
Каска	шт	2	300	600
Бумага для принтера формата А4 (500 листов)	пачка	2	320	640
Ручка шариковая	шт	4	25	100
Карандаш	шт	4	25	100
Краска для принтера	шт	1	500	500
Итого, руб.				18820

В сумме материальные затраты составили 18082 рубля. Цены взяты средние по городу Томску.

5.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования

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

Все расчеты по приобретению спецоборудования, используемого для каждого исполнения, приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Затраты на приобретение спецоборудования

№	Наименование оборудования			Количество единиц оборудования			Цена единицы оборудования, руб.			Общая стоимость оборудования, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3

1	Насос ЦНЧН 105-98	Насос ЦНЧН 180-85	Насос ЦНЧН 220-120	1	1	1	392 000	410 000	463 000	392 000	410 000	463 000
2	Ноутбук ASUS			1	1	1	385 00	385 00	385 00	385 00	385 00	385 00
	Трубопроводная обвязка			1	1	1	245 00	245 00	245 00	245 00	245 00	245 00
Итого:										455 000	473 000	526 000

Учтем затраты на доставку в размере 15% от его цены, тогда затраты на приобретение спецоборудования для трех исполнений станут равны:

$$З_{об1+дост} = З_{об1} \cdot 1,15 = 455000 \cdot 1,15 = 523250 \text{ руб}$$

$$З_{об2+дост} = З_{об2} \cdot 1,15 = 473000 \cdot 1,15 = 543950 \text{ руб}$$

$$З_{об3+дост} = З_{об3} \cdot 1,15 = 526000 \cdot 1,15 = 604900 \text{ руб}$$

5.3.3 Основная заработная плата исполнителей исследования

Статья включает в себя основную заработную плату $З_{осн}$ и дополнительную заработную плату $З_{доп}$.

$$З_{зн} = З_{осн} + З_{доп}$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от $З_{осн}$.

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p$$

где – T_p продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, *раб.дн.* (табл. 4);

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, *руб.*

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_0}$$

где – $З_m$ – месячный должностной оклад работника, *руб.*;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 28 раб.дней $M = 11$ месяцев, 5-дневная неделя;

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

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб.дн..

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p$$

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

k_{np} – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Z_{tc});

k_d – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

5.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (принимаем равным 0,18).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя):

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p = 27300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 53235 \text{ руб.}$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{53235 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 2191 \text{ руб.}$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 2191 \cdot 7,7 = 16871 \text{ руб.}$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$$З_{доп} = 0,18 \cdot 16871 = 3037 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$З_{м} = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р} = 16200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 31590 \text{ руб.}$$

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot М}{F_{д}} = \frac{31590 \cdot 11}{365 - 117 - 28} = 1580 \text{ руб.}$$

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot Т_{р} = 1580 \cdot 46,2 = 72996 \text{ руб.}$$

$$З_{доп} = 0,18 \cdot 72996 = 13139 \text{ руб.}$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	З _{тс} , руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.	k _{доп} , руб.	З _{доп} , руб.	Итого, руб.
Руководитель	27300	0,3	0,2	1,3	53235	2191	7,7	16871	0,18	3037	19908
Инженер	16200				31590	1580	46,2	72996		13139	86135

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 8 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы проекта

5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством Российской Федерации нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп})$$

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

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ (ред. От 19.12.2016) установлен размер страховых взносов равный 27,1 %.

В таблице 9 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 9 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	16871	3037
Инженер	72996	13139
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого		
Руководитель	5395	
Инженер	23342,6	

5.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Накладные расходы:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр}$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16 %.

$$З_{накл} = (З_{м} + З_{об} + З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб}) \cdot 0,16$$

$$З_{накл1} = (18820 + 523250 + 89867 + 16176 + 28737,6) \cdot 0,16 = 108296 \text{ руб.}$$

$$З_{накл2} = (18820 + 543950 + 89867 + 16176 + 28737,6) \cdot 0,16 = 111608 \text{ руб.}$$

$$З_{накл3} = (18820 + 604900 + 89867 + 16176 + 28737,6) \cdot 0,16 = 121360 \text{ руб.}$$

5.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты	18820	18820	18820	Пункт 2.4.1
2. Затраты на специальное оборудование	523250	543950	604900	Пункт 2.4.2
3. Затраты по основной заработной плате	89867	89867	89867	Пункт 2.4.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате	16176	16176	16176	Пункт 2.4.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	28737,6	28737,6	28737,6	Пункт 2.4.5
6. Накладные расходы	108296	111608	121360	16% от суммы ст.2.4.1-2.4.5
7. Бюджет затрат на исследование	798211	809159	879861	Сумма ст.2.4.1-2.4.6

Бюджет затрат проекта по исполнению №1 равен 798211 рублей, по исполнению №2 – 809159 рублей, по исполнению №3 – 879861 рублей.

5.4 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

5.4.1 Определение интегрального финансового показателя

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}$$

где $I_{\text{финр}}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ – максимальная стоимость исполнения научноисследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{798211}{879861} = 0,91$$

Для 2-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{879861}{879861} = 1$$

Для 3-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{\Phi_{p3}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{809159}{879861} = 0,92$$

5.4.2 Определение интегрального показателя ресурсоэффективности

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 11 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность	0,2	5	5	5
2. Надежность	0,2	5	5	4
3. Долговечность	0,2	5	5	3
4. Удобство в эксплуатации	0,15	5	3	4
5. Ремонтопригодность	0,15	4	4	5
6. Энергоэкономичность	0,1	4	5	4
Итого	1,00			

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 = 4,75$$

$$I_{p-исп2} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 = 4,55$$

$$I_{p-исп3} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 = 4,15$$

5.4.3 Расчет интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр.i}}$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,75}{0,91} = 5,2$$

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{4,55}{1} = 4,55$$

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{4,15}{0,92} = 4,5$$

5.4.4 Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}i}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}i} = \frac{I_{\text{исп}i}}{I_{\text{исп_min}}}$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}1} = \frac{5,2}{4,55} = 1,14$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}2} = \frac{4,55}{4,55} = 1$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}3} = \frac{4,5}{4,55} = 0,99$$

Таблица 12 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,91	1,0	0,92
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,75	4,55	4,15
3	Интегральный показатель эффективности	5,2	4,55	4,5
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,14	1,0	0,99

Вывод

В результате выполнения данного раздела проведен анализ конкурентных технических решений, с помощью которого выбран наиболее подходящий насос для проведения перекачки сероводородов, а именно ЦНСН 105-98

Построен календарный план–график проведения работ по проведению исследования каждого из исполнителей. Общее количество дней на выполнение исследования составляет 71 день.

Бюджет затрат проекта с использованием насоса ЦНСН 105-98 равен 798211 рублей, с использованием ЦНСН 180-85– 809159 рублей, с использованием ЦНСН 300-120– 879861 рублей.

Сравнение эффективности проведения исследования по каждому исполнению показало экономическую целесообразность реализации работ с помощью насоса ЦНСН-105-98, имеющего самый высокий показатель ресурсоэффективности $I_p=4,75$.

На основании полученных результатов данного раздела делаем вывод о том, что экономически целесообразно устанавливать на приемо-сдаточные пункты насосы типа ЦНСН-105-98.

						Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 Социальная ответственность

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы персонала на производственных объектах НПС.

В данной бакалаврской работе рассматриваются различные факторы образования парафинов при трубопроводном транспорте нефти. Основным рабочим местом является территория НПС.

6.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при работе с отложениями парафинов в трубопроводном транспорте нефти.

Таблица 6.1

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при проектировании ПСП

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Очистка внутренней полости резервуара от донных отложений и остатков нефти	<i>Физические</i>		
		1. Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [34]
		2. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ[35] ФЗ от 22.07.2013г. №123 [36]
		3. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов	СанПиН 2.2.4.54896 [37], ГОСТ 12. 1. 007 – 76 , ГОСТ

			17. 2. 1. 0384
	1. Отклонение показателей микроклимата на отрытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.54896 [37] СНиП 41-01-2013 [38]
	2. Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003–2014 [39] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ
	3. Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 –03 СП 52.13330.2011 [40]
	4. Поражение насекомыми		ГОСТ Р 12.4.296 2013
	<i>Химические</i>		
	1. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [40] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [38]

6.1.1 Отклонение показателей микроклимата на отрытом воздухе, рабочей зоны

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;
- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работы ведутся в различных погодных условиях от минус 40°С до плюс 40°С.

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении.

Профилактика перегрева осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

6.1.2 Воздействие шумов

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе шум приводит к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ, замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ, возникновению сердечнососудистых заболеваний, язвы желудка, гипертонических заболеваний.

Рассматриваемое рабочее место является постоянным и находится на территории предприятия. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 [36] для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом согласно ГОСТ 12.1.029 и ГОСТ 12.4.051:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные тампоны);
- соблюдение режима труда и отдыха;

- использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

6.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для площадок, выделенных для размещения оборудования, необходимого для проведения работ по очистке, необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог.

При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов. Для освещения внутри резервуара должны применяться переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 В.

6.1.4 Поражение насекомыми

При проведении работ в летнее время года возникает опасность в воздействие на здоровье человека различных видов насекомых, таких как, например, гнуса (комаров, мокрецов, мошек, слепней), блох, клещей и т.д., которые являются переносчиками возбудителей инфекционных заболеваний.

Для защиты работников от возможного негативного воздействия насекомых следует применять специальные средства индивидуальной защиты, такие как спецодежда и специальные средства, для обработки одежды и кожи.

Конструкция спецодежды должна обеспечивать защиту от клещей и насекомых за счет:

- плотного прилегания к телу пользователя по низу рукавов и брюк, горловине;
- отсутствия возможности проникновения клещей и насекомых к телу пользователя через застёжки или вентиляционные отверстия;
- наличия капюшона;

- возможности применения двухслойного (или многослойного) пакета одежды;
- других элементов, обеспечивающих защиту.

6.1.5 Вредные газы и химические реагенты

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию *вредных газов и паров нефти*, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Пары нефти и газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования" [41].

Источниками негативных химических факторов являются различные вредные вещества, применяемые на промыслах - это деэмульгаторы, различные химреагенты (ингибиторы и деэмульгаторы), разлитые на определенной территории или вредные газы, выбрасываемые в атмосферу при проведении ремонтных работ на трубопроводах.

Во время работы в закрытых помещениях, а так же при плановых ремонтах и ликвидации аварий, необходимо контролировать загазованность воздушной среды стационарными датчиками либо переносными газоанализаторами. Содержание нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК – $300 \text{ м}^2/\text{м}^3$, ГОСТ 12.1.005–88 [41].

6.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

6.2.1 Электробезопасность на рабочем месте

Статическое электричество образуется в результате ударов, трения двух диэлектриков друг о друга или о металлы.

Опасность статического электричества заключается в возможности возникновения быстрого искрового разряда между частями оборудования или разряда на землю и в воздействие на человека.

Для обеспечения электростатической искробезопасности резервуаров необходимо:

- заземлить все электропроводные узлы и детали резервуаров;
- исключить процессы разбрызгивания и распыления нефти;
- ограничить скорости истечения нефти при заполнении резервуаров и размыве донных отложений допустимыми значениями.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует, как правило, объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования или молниезащиты.

Величина сопротивления заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается до 100 Ом.

Средства защиты от статического электричества должны соответствовать ГОСТ 12.4.124-83[42].

6.2.2 Пожаро-взрывобезопасность на рабочем месте

В процессе испарения нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака ТВС. Таким образом, необходимо убрать источники искрообразования с рабочей зоны.

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием –

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

пожарная профилактика. Ее можно обеспечивать различными способами и средствами: технологическим, строительными, организационно-техническими. Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы: повышенная температура воздуха или отдельных предметов, открытый огонь и искры, пониженное содержание кислорода в воздухе, взрывы, токсичные продукты сгорания, дым и т.д. Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое.

Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03) .

Места проведения огневых работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой). В опасной зоне места проведения огневых работ запрещается курить, разводить костры применять открытый огонь. Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов.

6.2.3 Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов

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

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

Если измеренная температура поверхности машины равна или превышает ожоговый порог, то существует риск ожога кожи при контакте ее с горячей поверхностью. Необходимые защитные меры должны реализовываться применительно к персоналу. Могут быть приняты следующие меры как одиночные, так и в комбинации.

6.3 Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов .

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия (таблица 6.2).

Таблица 6.2

Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
	Засорение почвы производственными отходами	На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором	Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды. В случае возникновения нештатной ситуации, связанной с проливом ГСМ, места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка

		двигателей.
Животный мир	Распугивание, животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	– применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем: – ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных.

Технологические решения, обеспечивающие экологическую безопасность:

- автоматизация технологических процессов, что позволяет вести работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- исключение постоянных выбросов на факел при нормальном режиме работы;
- улучшение рассеивания загрязняющих веществ за счёт выбора оптимальных параметров источников выбросов;
- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти и газа, подземная укладка технологических трубопроводов;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии;
- организация обращения с отходами в рамках, регламентируемых законодательством в области охраны окружающей среды.

Для сбора мусора, мелкой тары и оберточных материалов на всех производственных площадках предусматривается установка урн и специальных контейнеров. Мусор вывозится на полигон ТБО.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных ЧС:

- стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры);
- социального характера (террористический акт);
- техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера.

Одними из наиболее вероятных и негативно сказывающихся видов ЧС является пожар на производстве. Пожар – это неконтролируемое горение вне специального очага. Пожары на предприятиях и в быту приносят значительный материальный ущерб, поэтому пожарной безопасности уделяют особое внимание.

К основным причинам пожаров на нефтетранспортном предприятии можно отнести следующие:

- переполнение при наливке резервуара, что приводит к предельной концентрации взрывоопасной смеси под крышей резервуара;
- короткие замыкания в цепях систем автоматики;
- работы, связанные с ремонтом на линейной части МН;
- несоблюдение правил пожарной безопасности на объектах транспорта нефти (курение в неположенном месте, неправильное использование электроприборов и т.п.)

Пожарная безопасность на объектах транспорта нефти должна обеспечиваться за счет:

- предотвращения разлива и растекания нефти (соблюдение режимов перекачки, обвалование резервуаров, предохранительные клапана и т.п.);
- предотвращения образования на объектах транспорта нефти горючей паровоздушной среды и предотвращение образования в горючей среде источников зажигания;
- организационных мероприятий по подготовке персонала к предупреждению, локализации и ликвидации аварийных утечек, а также пожаров и загораний.

Как известно, горение нефти и нефтепродуктов происходит на поверхности самой жидкости. Основными огнетушащими веществами являются пенные составы, имеющие меньшую с нефтепродуктами плотность, покрывающие поверхность горячей жидкости и блокирующие поступление кислорода в среду горения.

Во всех производственных зданиях на случай возникновения пожара предусмотрено по два эвакуационных выхода, шириной не менее 1 метра и высотой не менее 2 метров. Для тушения пожара применяются первичные средства тушения пожара: ящики с песком, кошма, пенные огнетушители ОХП - 10, ОХП – 15, ОВГ – 100 и ОУ – 2, ОУ – 8, которые находятся на каждой установке и в здании у выхода.

Резервуарный парк оснащен системами пожаротушения и орошения резервуаров. Во время пожара включаются насосные пожаротушения.

Мероприятия по предупреждению пожара:

- электрооборудование взрывозащищенного исполнения;
- напряжение для переносного электроинструмента и освещение не более 42В;
- система проверки исправности заземления;
- герметизация технологического оборудования.

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности при выполнении работ по капитальному ремонту трубопровода трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

1) Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г. (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.). 2) Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

3) Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

4) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03

5) Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

6) ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда» и т.д.

6.5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Перед началом работ проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации паров нефти в воздухе выше предельно допустимой концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается. Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи. Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми СИЗ.

Далее технические службы эксплуатирующей организации производят:

- уточнение местоположения дефектного участка на трассе нефтепровода
- и дополнительное обследование обнаруженных дефектов;
- планирование мероприятий по предотвращению возможных нарушений работы нефтепровода;
- выбор вида и способа ремонта, установление сроков проведения ремонта в зависимости от характера дефекта с учетом загруженности нефтепровода на рассматриваемый момент и перспективу;
- составление перспективного и текущего планов капитального ремонта нефтепровода.

						Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

При выполнении выпускной квалификационной работы был разработан приемо-сдаточный пункт нефти для нефтетранспортного предприятия. Проведен анализ работы и условий эксплуатации системы измерения количества и показателей качества нефти.

Получены теоретические и практические навыки проектирования технологической схемы системы измерения количества и показателей качества нефти, и технологической схемы блока контроля качества нефти.

Изучены прямой метод динамических измерений и косвенный метод динамических измерений. Был выбран прямой метод динамических измерений как более современный и экономически эффективный.

В результате выполнения работы были достигнуты поставленные цели и получены теоретические навыки в вопросах проектирования приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия.

Список используемой литературы

1. Федеральный закон №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 г.;
2. РМГ 89-2010 «Приемо-сдаточные пункты. Метрологическое и техническое обеспечение»;
3. Федеральный закон №184 «О техническом регулировании», 2002 г.;
4. Федеральный закон №261 «Об энергосбережении», 2009 г
5. Федеральный закон №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», 1997г.;
6. РД-153-39.4-056-00 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов»
7. РД-13.100.00-КТН-196-06 «Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов», 2015 г.;
8. РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
9. Приказ МинЭнерго РФ «Правила эксплуатации электроустановок потребителей», 2003г.;
10. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 1998г.;
11. ГОСТ 28338-89 «Соединения трубопроводов и арматура»;
12. ГОСТ 8732-78 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент»;
13. МИ 2825-2003 «СИКН. Метрологические и технические требования к проектированию»;
14. ГОСТ 12.4.010-75. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты. рукавицы специальные. Технические условия. – М.: Госстандарт СССР, 1975 г.;
15. ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»;
16. ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
17. МИ 3532-2015 «ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением СИКН»;

18. Р 50.2.040-04 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения», 2004г.;
19. ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение», 1984г.;
20. ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности», 1985г.;
21. Р 50.2.075-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API», 2010г.;
22. ГОСТ Р 51069-97 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром», 1997г.;
23. ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», 2014г.;
24. ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», 2014г.;
25. ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», 1983г.;
26. ГОСТ 51947-02 «Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии», 2002г.;
27. ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров», 2000г.;
28. ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава», 1999г.;
29. СНИП 2.05.06-85 Актуализированная редакция. СП 36.13330.2012 магистральные трубопроводы — М.: Федеральное агентство по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству;
30. ГОСТ Р 8.595-2004 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», 2004г.;

31. ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия», 2016г.;
32. РД–16.01–60.30.00–КТН–102–1–05 «Методика расчета на прочность и долговечность труб с коррозионными дефектами потери металла»;
33. СНиП 2.05.06-85* «Нагрузки и воздействия»;
34. ГОСТ 12.1.030-81 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление», 1981г.;
35. ГОСТ 12.1.10-76 «Система стандартов безопасности труда», 1976г.;
36. Федеральный закон №123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», 22.07.2013г.;
37. СанПиН 2.2.4.548-96 «Санитарные нормы и правила», 1996г.;
38. СНиП 41-01-2013 «Отопление, вентиляция и кондиционирование», 2013г.;
39. ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности», 2014г.;
40. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение», 2011г.;
41. ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования», 1988г.;
42. ГОСТ 12.4.124-83 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования», 1983г.;

Приложение А

Паспорт качества нефти

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ № _____

Пункт приема-сдачи нефти _____
 Лаборатория предприятия _____
 Номер аттестата аккредитации _____
 СИКН № _____
 Резервуар (мера вместимости) _____
 Дата и время отбора пробы _____

№ п/п	Наименование показателя	Метод испытаний	Результат испытаний
1.	Температура нефти в резервуаре, °С		
2.	Плотность нефти при температуре сдачи, кг/м ³	ГОСТ 3900-85	
3.	Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	Р 50.2.075-2010	
4.	Плотность нефти при 15 °С, кг/м ³	ГОСТ Р 51069-97	
5.	Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	
6.	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ (%)	ГОСТ 21534-76 (Метод А)	
7.	Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83	
8.	Массовая доля серы, %	ГОСТ Р 51947-02	
9.	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.)	ГОСТ 1756-2000 ГОСТ Р 52340-2005	
10.	Выход фракций, % При температуре до 200 °С При температуре до 300 °С	ГОСТ 2177-99 (Метод Б)	
11.	Массовая доля парафина, %	ГОСТ 11851-85	
12.	Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ Р 50802-95	
13.	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ Р 50802-95	
14.	Массовая доля органических хлоридов во фракции выкипающей до 204 °С, млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ 52247-2004	

Обозначение нефти по ГОСТ Р 51858 _____

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

Приложение Б

Акт приема-сдачи нефти

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____ 200__ г. (сдача по СИКН)
(форма для оформления партий нефти)

Пункт приема-сдачи нефти _____

Предприятие (владелец) ПСП _____

СИКН № _____

Уполномоченный представитель _____ (Фамилия И. О.)
сдающей стороны

действующий на основании _____ от _____ № _____ сдал, а
доверенности

уполномоченный представитель _____ (Фамилия И. О.)
принимающей стороны,
действующий на основании _____ от _____ № _____ принял
доверенности

нефть следующего количества и качества:

Показатели	ед. изм.	Дата, смена			
Результаты измерений СИКН (показания СОИ или ВА): на время окончания предыдущей сдачи:	м ³				
объем	т				
масса					
на момент завершения текущей сдачи:	м ³				
объем	т				
масса					
Масса нефти брутто:	м ³				
объем	т				
масса					
Температура нефти при условиях измерений объема	°С				
Давление нефти при условиях измерений объема	МПа				
Плотность нефти при температуре и давлении при условиях измерений объема	кг/м ³				
Поправка на плотность *)	кг/м ³				
№ паспорта качества нефти					
Массовая доля балласта всего в том числе:	%				
воды	%				
хлористых солей	%				
мех. примесей	%				
Массовая доля серы	%				
Концентрация хлористых солей	мг/дм ³				
Масса балласта	т				
Масса нефти нетто	т				

Масса нефти нетто
(прописью) _____ т.

Обозначение нефти: ____ . ____ . ____ . ____ . по ГОСТ Р 51858.

Сдал: _____ Принял: _____
подпись И. О. Фамилия подпись И. О. Фамилия
М.П. М.П.

Приложение В

Технологическая схема СИКН

