

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

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

<b>Тема работы</b>
<b>Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия</b>

УДК 622.692.26

**Студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б7А	Мельников Дмитрий Константинович		

**Руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев А.Л.	к.т.н		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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

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

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

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

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

**В форме:**

бакалаврской работы
---------------------

**Студенту:**

Группа	ФИО
3-2Б7А	Мельникову Дмитрию Константиновичу

**Тема работы:**

<b>Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	45-45/с от 14.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(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</i></p>	<p><i>Примо-сдаточный пункт нефти, служащий для непрерывной сдачи, учета и контроля качества нефти через СИКН. Нефть должна соответствовать требованиям ГОСТ Р51858-2002.</i></p>
---	---

среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	
---	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	<i>Исследование анализа условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта и увеличения экономической эффективности пропускной способности. Исследование основных задач приемо-сдаточного пункта – обеспечение достоверности учета и контроля качества нефти, организационно-техническое обеспечение приемо-сдаточных операций.</i>
--	--

<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	<b>Таблицы:</b> 1) Физико-химические показатели нефти 2) Основные показатели измеряемых параметров 3) Основные технические характеристики СИКН 4) Состав БФ тонкой очистки 5) Состав БИЛ 6) Состав БИК 7) Состав ПУ 8) Состав СОИ 9) Условие изокинетичности 10) Исходные данные для гидравлического расчета
--	--

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Профессор, д.э.н., Гасанов Магеррам Али оглы
«Социальная ответственность»	Ст. преподаватель, Мезенцева Ирина Леонидовна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b>	

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев А.Л.	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Мельников Д.К.		

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

**Студенту:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б7А	Мельникову Дмитрию Константиновичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделения нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

**Тема ВКР:**

<b>Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.
1. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта; определение затрат и капиталовложений в проведение исследования. Формирование бюджета НТИ
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение интегрального показателя эффективности научного исследования; расчет показателей ресурсоэффективности.
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
<i>Таблицы:</i>	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. карта сегментирования рынка предоставляемых услуг по выбору насосных агрегатов;</li> <li>2. Технические характеристики насосов ЦНСН 105-98; ЦНСН 180-85; ЦНСН 300-120.</li> <li>3. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок);</li> <li>4. Перечень этапов работ и распределение исполнителей;</li> <li>5. Временные показатели проведения научного исследования;</li> <li>6. Календарный план-график (Ганта) проведения работ по проведению исследования;</li> <li>7. Материальные затраты</li> <li>8. Затраты на приобретение спецоборудования</li> <li>9. Расчет заработной платы</li> <li>10. Отчисления во внебюджетные фонды</li> <li>11. Расчет бюджета затрат НТИ</li> <li>12. Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта</li> <li>13. Сравнительная эффективность разработки</li> </ol>	

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Мельников Д.К.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
з-2Б7А		Мельников Дмитрий Константинович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН)  <i>Область применения:</i> приемо-сдаточный пункт  <i>Рабочая зона:</i> полевые условия.  <i>Климатическая зона:</i> умеренно холодная и холодная.  <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН); вычислительное устройство, принимающее и обрабатывающее информацию о качественно-количественных параметрах нефти; технологическое оборудование, входящее в состав СИКН – технологические трубопроводы, запорно-регулирующая арматура, циркуляционный насос БИК, фильтры-грязеуловители, пробоотборники, щелевое пробозаборное устройство, емкости дренажные, промывочная установка, блок средств эталонных.  <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> измерение и обработка информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто нефти.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)          ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.          ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень шума;</li> <li>– Повышенный уровень общей вибрации;</li> <li>– Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– Повышенная влажность и загазованность рабочей зоны.</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Воздействие на человеческий организм вредных веществ (растворители, сырая нефть);</li> <li>– Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов;</li> <li>– Статическое электричество при трении двух диэлектриков друг о друга или о металлы.</li> </ul> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> засорение почвы производственными отходами (отработанные ртутные термометры, мусор от бытовых помещений, шлам очистки емкостей нефтепродуктов) загрязнение грунта нефтепродуктами в результате аварийных ситуаций.</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> загрязнение грунта нефтепродуктами в результате аварийных ситуаций</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> попадание токсических выбросов в сточные воды, водоемы.</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b> пожары, взрывы, отравления вредными веществами</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> разгерметизации оборудования с последующим выходом и возгоранием нефти.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б7А	Мельников Дмитрий Константинович		



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)**  
**Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»**  
**Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»**  
**Уровень образования бакалавриат**  
**Отделение нефтегазового дела**  
**Период выполнения** осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года

**Форма представления работы:**

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.02.2022	<i>Введение</i>	5
18.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	10
24.02.2022	<i>Явление гидродинамического сопротивления в нефтепроводе</i>	5
04.03.2022	<i>Методы снижения сопротивления в трубопроводе</i>	10
21.03.2022	<i>Физико-химическая характеристика противотурбулентных присадок и механизм их действия</i>	10
13.03.2022	<i>Особенности работы магистрального нефтепровода с тпн на объектах ПАО «Транснефть»</i>	10
29.04.2022	<i>Расчетно-технологическая часть</i>	15
14.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2022	<i>Заключение</i>	5
10.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

**Составил преподаватель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев А.Л.	к.т.н., доцент		

**Согласовано:**

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 96 с., 25 таблиц, 53 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.

					Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Мельников Д.К.</i>				Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						10	96
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

## THE ABSTRACT

Final certification work is provided on 96 pages, 25 tables, 53 sources, 4 applications.

Key words: oil, system for measuring quantity and quality indicators, acceptance point, accounting, direct method of dynamic measurements, indirect method of dynamic measurements, transportation, financial management, resource efficiency.

The object of the study is: the acceptance point, the system for measuring the quantity and quality indicators.

The purpose of the work is to analyze the operating conditions of the acceptance point. The main tasks of the acceptance point are to ensure the reliability of accounting and control of oil quality, organizational and technical support for acceptance operations.

The paper considers the operating conditions of the acceptance point. The main tasks of the acceptance point are considered - ensuring the reliability of accounting and quality control of oil, organizational and technical support of acceptance operations.

A strength calculation of the pipeline was also performed, which includes determining the thickness of the pipeline wall, checking the strength of the underground pipeline in the longitudinal direction, as well as hydraulic calculation of the pipeline.

					Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мельников Д.К.</i>			<b>Реферат</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					11	96
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

## 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,

					Организация работ по повышению эффективности приемосдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мельников Д.К.</i>			<b>Термины и определения</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					12	96
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

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 15<sup>0</sup>С или 20<sup>0</sup>С и избыточному давлению, равному нулю.

					Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мельников Д.К.</i>			<b>Термины и определения</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					13	96
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

## 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.

					Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Принятые сокращения</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Мельников Д.К.</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					14	96
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
						Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

## Оглавление

Введение .....	18
1. Объект исследования .....	20
1.1 Основные положения .....	20
1.2 Состав приемо-сдаточного пункта .....	21
1.3 Рабочая среда приемо-сдаточного пункта .....	21
1.4 Система измерения количества и показателей качества нефти .....	23
1.4.1 Функции СИКН.....	24
1.4.2 Средства измерений и технологическое оборудование, входящие в СИКН .....	24
1.4.3 Пределы погрешности средств измерения.....	25
1.4.4 Блок фильтров .....	26
1.4.5 Блок измерительных линий .....	27
1.4.6 Блок измерений показателей качества нефти .....	30
1.4.7 Блок стационарной поверочной установки.....	32
ПУ обеспечивает: .....	32
1.4.8 Система обработки информации .....	34
1.4.9 Резервуарный парк .....	36
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 и периодичность их контроля.....	43
2.5.1 Расход нефти через измерительные линии .....	43
2.5.2 Расход нефти через БИК .....	43
2.5.3 Давление нефти в СИКН.....	43
2.5.4 Перепад давления на фильтрах.....	44
2.5.5 Температура нефти.....	44
2.5.6 Плотность нефти .....	44

					Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Оглавление</b>		
<i>Разраб.</i>	<i>Мельников Д.К.</i>						
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>						
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						15	96
Отделение нефтегазового дела							
з-2Б7А							

2.5.7 Доля воды в нефти.....	44
3 Нарушение условий эксплуатации СИКН .....	45
3.1 Порядок действия при отключении рабочей измерительной линии и включении контрольно-резервной.....	45
3.2 Порядок действия при эксплуатации СИКН с одновременным ремонтом (заменой) отдельных элементов .....	45
3.3 Действия при отключении СИКН и переходе на резервную схему .....	46
4 Расчетная часть .....	48
4.1 Прочностной расчет нефтепровода .....	48
4.1.1 Определение толщины стенки трубопровода.....	49
4.1.2 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении.....	51
4.2 Гидравлический расчет нефтепровода.....	51
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	54
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	54
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	54
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	55
5.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	57
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	57
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ .....	58
5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования .....	59
5.3.1 Расчет материальных затрат НТИ .....	62
5.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования .....	63
5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы .....	64
5.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	65
5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	66
5.3.6 Накладные расходы .....	67
5.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .	68

					Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Оглавление</b>					
<i>Разраб.</i>	<i>Мельников Д.К.</i>							<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>								16	96
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		



5.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ...	69
5.4.1	Определение интегрального финансового показателя .....	69
5.4.2	Определение интегрального показателя ресурсоэффективности. ....	69
5.4.3	Расчет интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки .....	70
5.4.4	Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки .....	71
6	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	73
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	74
6.2	Производственная безопасность .....	75
6.2	Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	76
6.3	Экологическая безопасность .....	81
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	84
	Вывод по разделу .....	85
	Заключение .....	88
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	89
	Приложение А .....	94
	Приложение Б .....	95
	Приложение В .....	96

					Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мельников Д.К.</i>			<b>Оглавление</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					17	96
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

## 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

					Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Мельников Д.К.</i>				<b>Введение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						18	96
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

увеличивает долю прибыли предприятия, зависящие от точности измерений.

С введением телемеханики, средств автоматизации, 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).

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

## 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:

					Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Объект исследования	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Мельников Д.К.</i>					20	96
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

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

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Таблица 1.1 – Физико-химические показатели нефти

Наименование	Значение показателя
Вязкость кинематическая, сСт	от 5 до 30
Плотность продукта, кг/м <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup>	ГОСТ 3900-85
3.	Плотность нефти при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Р 50.2.075-2010
4.	Плотность нефти при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ Р 51069-97
5.	Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

6.	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> (%)	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 <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 50802-95
13.	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 50802-95
14.	Массовая доля органических хлоридов во фракции выкипающей до 204 <sup>0</sup> С, млн <sup>-1</sup> (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

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24



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 лубрикаторм по ГОСТ 2517-85 "Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб"[16];
- автоматические пробоотборники "Стандарт-А";
- ручной пробоотборник "Стандарт-Р";
- отдельная система дренажа учтенной и неучтенной нефти;
- запорная и регулирующая арматура.

### 1.4.3 Пределы погрешности средств измерения

Таблица 1.3 - Основные технические характеристики

Рабочий диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 10,6 до 93,9
Пределы допускаемой	$\pm 0,25$

относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %,	
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 <sup>3</sup>	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 фльтрами, преобразователями перепада давления и манометрами с пределами допускаемой относительной погрешности + 1,0 %.

Перепад давления на фильтре не должен превышать 0,5 кг/см<sup>2</sup>.

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:

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

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

- преобразователь объемного расхода с пределами допускаемой относительной погрешности в рабочем диапазоне + 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  $\pm 0,2$  °С и термокарман для стеклянного термометра за прямым участком после ПР;

- преобразователь давления и манометр с пределами допускаемой относительной погрешности + 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 + 0,25 %;

- преобразователь давления и манометр с пределами допускаемой относительной погрешности + 0,6 %;

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

- 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  $+ 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

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	$\pm 0,2\%$	3 шт
10	Преобразователи температуры «EMERSON»	3144P 0-50 $^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,2^{\circ}\text{C}$	3 шт
11	Манометр	МТИ-1216 0-1 МПа	к.т. 0,6	3 шт
12	Манометр	М 1/4	к.т. 2,5*	13 шт

					Объект исследования	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

		0-1,6 МПа		
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/м<sup>3</sup>;

- 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.

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	МВПТ А-150-6,3-1л		1 шт

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

	пробозаборным устройством.			
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 °С	$\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$	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 <sup>0</sup> С	$\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$	1 шт
14	Счетчик жидкости	UFM 3030К-1Ех 0-6 м <sup>3</sup> /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  $+ 0,2 \text{ } ^\circ\text{C}$  и термокарман для стеклянного термометра;
- манометр и преобразователь давления с пределами допускаемой относительной погрешности  $+ 0,6 \%$ .

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 <sup>3</sup> /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 стеклянный лабораторный	ТЛ-4 №2, цена деления 0,1°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»	±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].

## 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 вентили, 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.

Пуск 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

					Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мельников Д.К.</i>			<b>Порядок эксплуатации СИКН</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					37	96
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

работе отображается зеленым цветом.

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

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 изокинетичности пробоотбора) необходимо, чтобы расход нефти через пробозаборное устройство составлял от 0,20 до 3,71 м<sup>3</sup>/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 изокинетичности

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

					Порядок эксплуатации СИКН	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 ежесменно 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 12<sup>00</sup> и 24<sup>00</sup> ч. московского времени ежесуточно. 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.



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:

					<b>Порядок эксплуатации СИКН</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>41</b>

– 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 204<sup>0</sup>С 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 200<sup>0</sup>С и при температуре 300<sup>0</sup>С 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 изокINETИЧНОСТИ).

- 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 кг/см<sup>2</sup>.

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°C, установленному по месту). Разность показаний преобразователей температуры и термометров не должна превышать 0,4 °С.

#### **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.

					<b>Порядок эксплуатации СИКН</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

### 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.

					Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мельников Д.К.</i>			<b>Нарушение условий эксплуатации СИКН</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					45	96
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

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

## 4 Расчетная часть

### 4.1 Прочностной расчет нефтепровода

Расчет нефтепровода на прочность будем производить согласно руководящему документу РД-16.01-60.30.00-КТН-102-1-05 «Методика расчета на прочность и долговечность труб с коррозионными дефектами потери металла»[32] и СНиП 2.05.06-85\* «Нагрузки и воздействия»[33].

Исходные данные:

- Труба  $D=159$  мм, Выксунского металлургического завода по ТУ 14-3-1573-99 из стали 09Г2С;
- $\sigma_{вр} = 550$  МПа,  $\sigma_{тек} = 420$  МПа, коэффициент надежности по материалу  $K_1 = 1,4$ ;
- Изоляция трубопровода заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием нормального исполнения НПЭПк-3 по ТУ 1394-015-05757848-2005. толщиной  $\delta=2$  мм; плотность ленты  $\rho_{ил}=1046$  кг/м<sup>3</sup>; плотность обертки  $\rho_{об}=1028$  кг/м<sup>3</sup>;
- Грунт - глина;
- $N_{се} = 0,95$  - коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;
- $R_{раб} = 0,8$  МПа;
- температура замыкания стыка  $t_{зам} = -30^\circ\text{C}$ ;
- плотность перекачиваемого продукта  $\rho_r = 0,861$  т/м<sup>3</sup>;
- глубина заложения трубопровода до верхней образующей  $h_0 = 1,1$  м;
- радиус изгиба  $\rho_{и} = 300$  м;
- температура эксплуатации  $t_3 = 20^\circ\text{C}$ ;

					Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мельников Д.К.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					48	96
Рук. ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		



- расчетная кинематическая вязкость  $\nu = 0,55 \text{ см}^2/\text{сек}$ ;
- Категория участка - III;

#### 4.1.1 Определение толщины стенки трубопровода

Расчетную толщину стенки трубопровода  $\delta$  следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (1)$$

где  $n=1,1$  – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (СНиП 2.05.06-85[33]);

$P=0,8$  МПа - рабочее давление в трубопроводе;

$D_n = 0,273$  м - наружный диаметр трубы;

$R_1$  — расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_n}, \quad (2)$$

где  $m_0=0,75$  - коэффициент условий работы трубопровода (СНиП 2.05.06-85[33]);

$k_1 = 1,4$  – коэффициент надежности по материалу (СНиП 2.05.06-85[33]);

$k_n=1$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода, для трубопроводов (СНиП 2.05.06-85[33]);

$R_1^H$  - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления  $\sigma_{вр} = 550$  МПа;

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_n} = \frac{550 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1,0} = 294,64 \text{ МПа};$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 0,8 \cdot 0,159}{2 \cdot (294,64 + 1,1 \cdot 0,8)} = 0,0002 \text{ м}.$$

С учетом припуска на коррозию 2 мм и на неравномерность проката 1 мм толщина стенки принимается равной 5 мм.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

					Расчетная часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)}, \quad (3)$$

где  $\psi_1$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}, \quad (4)$$

где  $\sigma_{npN}$  - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n}, \quad (5)$$

где  $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$  град – коэффициент линейного расширения металла трубы;  
 $E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа – переменный параметр упругости (модуль Юнга);  
 $\mu = 0,3$  – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);  
 $D_n = 159$  мм – диаметр трубы ( $D_{вн} = 149$ );  
 $\Delta t = 25$  расчетный температурный перепад.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{npN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 25 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 0,8 \cdot 0,149}{2 \cdot 0,005} = -57,87 \text{ МПа};$$

Так как  $\sigma_{npN} = -20,72$  МПа – отрицательное значение, то напряжения будут сжимающими.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{|-20,72|}{294,64} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-20,72|}{294,64} = 0,12;$$

При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 0,8 \cdot 0,159}{2 \cdot (294,64 \cdot 0,12 + 1,1 \cdot 0,8)} = 0,002 \text{ м.}$$

С учетом припуска на коррозию 2 мм и на неравномерность проката 1 мм толщина стенки принимается равной 5 мм.

#### 4.1.2 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Проверку на прочность следует производить из условия:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (6)$$

где  $\sigma_{npN}$  - продольное осевое напряжение, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 25 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 0,8 \cdot 0,149}{2 \cdot 0,005} = -57,87 \text{ МПа}$$

$\psi_2$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{npN} > 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{npN} < 0$ ) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (7)$$

где  $\sigma_{кц}$  - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{1,1 \cdot 0,8 \cdot 0,149}{2 \cdot 0,005} = 13,11 \text{ МПа};$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{13,11}{294,6}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{13,11}{294,6} = 0,98;$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,98 \cdot 294,6 = 288,71 \text{ МПа.}$$

Условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется:

$$|-57,87| \leq 288,71$$

#### 4.2 Гидравлический расчет нефтепровода

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Таблица 4.1 – Исходные данные

Q <sub>г</sub> , млн.т/год	0,8
Длина трассы L, м	595
Разность отметок начала и конца трубопровода ΔZ=Z <sub>2</sub> -Z <sub>1</sub> , м	25
Средняя расчетная кинематическая вязкость при температурах грунта на глубине заложения трубопровода ν <sub>р</sub> , см <sup>2</sup> /сек	0,55
Средняя плотность при данном диапазоне измерения температур ρ, т/м <sup>3</sup>	0,861
Давление, развиваемое насосной станцией P <sub>1</sub> кгс/см <sup>2</sup>	25
Остаточное давление в конце перегона P <sub>2</sub> , кгс/см <sup>2</sup>	2
Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации ε, мм	0,2
Потери в местных сопротивлениях h <sub>мс</sub> , м	0,02 <sub>Птр</sub>
Толщина стенки трубы δ, мм	5
Наружный диаметр трубопровода D, мм	159
Высота грунта над верхней образующей трубы h, м	1,1

1.1. Секундный расход нефти:

$$Q_c = \frac{Q_z}{N_z \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (8)$$

где:

N<sub>г</sub>=351 дней – расчетное число рабочих дней для магистрального нефтепровода

$$Q_c = \frac{800000}{351 \cdot 24 \cdot 0,861 \cdot 3600} = 0,031 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 159 - 2 \cdot 5 = 149 \text{ мм} = 0,149 \text{ м} \quad (9)$$

Средняя скорость течения нефти по трубопроводу рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,031}{3,14 \cdot 0,149^2} = 1,78 \text{ м/с} \quad (10)$$

Проверка режима течения:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} = \frac{1,78 \cdot 0,255 \cdot 10^4}{0,55} = 8253 \quad (11)$$

$Re > Re_{кр} = 2320$ , режим течения нефти турбулентный.

Находим  $Re_I$  и  $Re_{II}$ .

$$Re_I = \frac{20}{\varepsilon}; \quad Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \quad \varepsilon = \frac{e}{d}, \quad (12)$$

где  $\varepsilon$  – относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2}{149} = 0,00134;$$

$$Re_I = \frac{20}{0,00134} = 14926;$$

$$Re_{II} = \frac{500}{0,00134} = 373134$$

$2320 < Re < Re_I$  – зона гидравлически гладких труб.

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется для зоны гидравлически гладких труб по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{8253^{0,25}} = 0,033 \quad (13)$$

Гидравлический уклон находим по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,033 \cdot 1,78^2}{0,149 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,0358 \quad (14)$$

Потери напора на трение в трубопроводе: 595 м

$$h_{мп} = i \cdot L = 0,0358 \cdot 595 = 21,3, \text{ м} \quad (15)$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{мс} = 0,02 \cdot h_{мп} = 0,02 \cdot 160 = 3,2, \text{ м} \quad (16)$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{мп} + h_{мс} + \Delta z = 21,3 + 3,2 + 25 = 49,50, \text{ м} \quad (17)$$



Таблица 5.1 – карта сегментирования рынка предоставляемых услуг по выбору насосных агрегатов

		Объем перекачки		
		Крупные	Средние	Малые
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Малые			

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. В таблице 5.2 приведены характеристики данных насосов.

Таблица 5.2 – Технические характеристики насосов ЦНСН 105-98; ЦНСН 180-85; ЦНСН 300-120.

Насос	Подача (м <sup>3</sup> /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. 5.3).

Таблица 5.3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		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 3. 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 проверке 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 5.4.

Таблица 5.4 – 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	Руководител ь
Выбор документов	2	Изучение нормативно-	Инженер

для исследования		технической документации, сбор основной информации	
	3	Составление плана исследования	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	4	Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на технологический трубопровод	Инженер
	5	Создание и расчёт математической модели трубопровода	Инженер
	6	Проведение диагностики	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод	Инженер
	8	Оценка результатов исследования	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:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{минi} + 2t_{маxi}}{5}$$

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

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

$t_{маxi}$  – 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.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}$$

где  $t_{ожi}$  – 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 5.

### 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:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}$$

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

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

$k_{кал}$  – коэффициент календарности

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

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

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

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

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

$$t_{ожi} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 6}{5} = 3 \text{ чел} - \text{дня}$$

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

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 5.5.

Таблица 5.5 – Временные показатели проведения исследования

Название Работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$		Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$	
	$t_{\text{min}}$ , чел-дни		$t_{\text{max}}$ , чел-дни		$t_{\text{ожг}}$ , 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 5.6 строим календарный план-график (для максимального по длительности исполнения работ).

Таблица 5.6 – Календарный план-график (Ганта) проведения работ по проведению исследования

№	Вид работ	Исполнители	Т <sub>кi</sub> , 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. 5.6) 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).

### **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 НТИ**

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

Таблица 5.7 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы З <sub>м</sub> , руб.
Набор инструментов	шт	1	5500	5500
Перчатки	пара	2	9	180
Спецодежда	комплект	2	5600	11200
Каска	шт	2	300	600
Бумага для	пачка	2	320	640

принтера формата А4 (500 листов)				
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 5.8.

Таблица 5.8 – 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 ЦНСН 105-98	Насос ЦНСН 180-85	Насос ЦНСН 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
3	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:

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

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

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

### 5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

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

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}$$

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

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 8);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического



персонала, раб. дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p$$

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

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

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

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

### 5.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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):

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

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

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

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

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 16200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 31590 \text{ руб.}$$

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

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

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

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

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	$Z_{\text{тс}}$ , руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$ , руб.	$Z_{\text{дн}}$ , руб.	$T_{\text{р}}$ , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$ , руб.	$k_{\text{доп}}$ , руб.	$Z_{\text{доп}}$ , руб.	Итого, руб.
Руководитель	27300	0,3	0,2	1,3	53235	2191	7,7	16871	0,18	30378	19908
Инженер	16200				31590	15800	46,2	72996		13139	86135

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 9 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 (страховые отчисления)

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:

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

где  $k_{\text{внеб}}$  – 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 5.10 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 5.10 – 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	<b>5395</b>	
Инженер	<b>23342,6</b>	

### 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:

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

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

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

$$Z_{\text{накл}1} = (18820 + 523250 + 89867 + 16176 + 28737,6) \cdot 0,16$$

$$= 108296 \text{руб.}$$

$$Z_{\text{накл}2} = (18820 + 543950 + 89867 + 16176 + 28737,6) \cdot 0,16$$

$$= 111608 \text{руб.}$$

$$Z_{\text{наклз}} = (18820 + 604900 + 89867 + 16176 + 28737,6) \cdot 0,16$$

$$= 121360 \text{ руб.}$$

### 5.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 5.11 – Расчет бюджета затрат НИИ

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
<b>7. Бюджет затрат на исследование</b>	<b>798211</b>	<b>809159</b>	<b>879861</b>	<b>Сумма ст.2.4.1-2.4.6</b>

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

## 5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}},$$

где  $I_{\phi}^p$  - интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

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

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{max}} = \frac{798211}{879861} = 0,91$$

Для 2-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{max}} = \frac{879861}{879861} = 1$$

Для 3-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{\Phi_{p3}}{\Phi_{max}} = \frac{809159}{879861} = 0,92$$

### 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 5.12 – 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:

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

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

$$I_{исп.i} = \frac{4,55}{1} = 4,55$$

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

#### 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 ( $\mathcal{E}_{срi}$ ):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{исп\_min}}$$

$$\mathcal{E}_{ср1} = \frac{5,2}{4,55} = 1,14$$

$$\mathcal{E}_{ср2} = \frac{4,55}{4,55} = 1$$

$$\mathcal{E}_{ср3} = \frac{4,5}{4,55} = 0,99$$

Таблица 5.13 – 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 по разделу.

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. Сравнение эффективности проведения исследования по каждому исполнению показало экономическую целесообразность реализации

работ с помощью насоса ЦНСН-105-98, имеющего самый высокий показатель ресурсоэффективности  $I_p=4,75$ . (Исп. 1)

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.

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

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



## 6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте сотрудника оператор товарный на приемо-сдаточном пункте нефти. Проанализированы и разработаны меры по соблюдению условий охраны труда, промышленной и экологической безопасности при возникновении аварий технологического оборудования и ЧС на производстве.

Объектом исследования бакалаврской работы является система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН).

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.

Областью применения является приемо-сдаточный пункт нефти объектов предприятий, осуществляющих добычу, подготовку, транспортировку. Потенциальным пользователем разрабатываемого решения является ПАО «Транснефть», ПАО «Газпром нефть»

Рабочая зона: полевые условия. Климатическая зона: климат в районе работ с умеренно холодной зимой и жарким летом.

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

					Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Мельников Д.К.</i>				<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						73	96
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

емкости дренажные, промывочная установка, блок средств эталонных.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: измерение и обработка информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто нефти.

### **6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) [34]: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней [34].

Рабочей зоной являются полевые условия на производственном объекте НПС. Эргономические требования к рабочему месту на приемосдаточных пунктах регламентируются системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.2.049-80 [35] Основными элементами рабочего места оператора являются: рабочий стол, рабочий стул (кресло), дисплей, клавиатура, подставка для ног, поэтому рабочее место с дисплеем должно обеспечивать оператору возможность удобного выполнения работ в положении сидя и не создавать перегрузки костно-мышечной системы.

При выполнении работ стоя ГОСТ 12.2.033-78 [36] должно обеспечиваться прямое и свободное положение корпуса тела, работающего или наклон его вперед не более чем на 15°.

## 6.2 Производственная безопасность

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

В таблице 6.1 представлены опасные и вредные факторы при проектировании ПСП. На подготовительном этапе выполняется обновление программного технического комплекса, обеспечивающего вывод дополнительных сигналов контроля работы СИКН в единую систему диспетчерского управления. Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводилась с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 [37].

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора товарного ПСП

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Подготовительный этап	Завершающие работы по ПСП	
1. Повышенный уровень шума;	-	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [38]
2. Повышенный уровень общей вибрации;	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [39]
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны;	-	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [40]
4. Повышенная влажность и загазованность рабочей зоны;	+	+	ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [41]
5. Вещества, обладающие острой токсичностью по	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие

воздействию на организм;			требования безопасности [42]
6. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов;	+	-	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Классификация и общие требования безопасности [43]
7. Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [44]

## 6.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

### 1. Повышенный уровень шума

Источниками шума в приемо-сдаточном пункте нефти являются: насосы, электродвигатели, трубопроводы, элементы вентиляционных систем

Уровень шума выше нормированных значений оказывает неблагоприятное влияние на состояние человека. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, нарушает координацию движений, а также негативно сказывается на сердечно-сосудистую и нервную систему. Например, специфическое действие шума сказывается на слуховом анализаторе, что приводит к развитию профессиональной тугоухости.

Основным источником шума в помещении СИКН являются работающий насос. Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [53]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука.

Таблица 6.2 – предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест.

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Работа, выполняемая с часто получаемыми	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

					Социальная ответственность					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						76

указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного слухового контроля; операторская работа по точному графику с инструкцией; диспетчерская работа.										
---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

К индивидуальным мероприятиям для снижения вредного влияния шума согласно [38, 39] можно отнести: наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски. Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматике, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

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

## *2. Повышенный уровень общей вибрации*

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

Допустимые значения параметров транспортной, транспортно-технологической и технологической вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [39].

При превышении локальной вибрации на рабочем месте установленного уровня вводится ограничение времени ее воздействия:

- при превышении предельно допустимого уровня (ПДУ) до 3 дБ длительность воздействия ограничивается 120-160 минутами
- до 6 дБ – 60-80 мин;
- до 9 дБ – 30-40 мин;
- до 12 дБ – 15-40 мин;
- при превышении более 12 дБ запрещается проводить работы и применять оборудование, генерирующее такую вибрацию.

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

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

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

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

### *3 Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Рабочее освещение нормируется по СП 52.13330.2016 [40]. 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.

#### *4 Повышенная влажность и загазованность рабочей зоны*

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H<sub>2</sub>S - 0.1 мг/м<sup>3</sup> по Государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.005 - 88 [41].

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

#### *5 Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм*

Нефть, химреагенты (ингибиторы и деэмульгаторы), относятся к веществам 3 класса опасности [42] и являются легковоспламеняющейся жидкостью, умеренно опасной по степени воздействия на организм, вредная при проглатывании. Вызывает раздражение кожи, повреждения глаз. Может вызвать раздражение верхних дыхательных путей, сонливость и головокружение при однократном воздействии.

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

- предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – 1,1-10,0 мг/ м<sup>3</sup>;
- средняя смертельная доза при введении в желудок – 151-5000 мг/кг;
- средняя смертельная доза при нанесении на кожу – 501-2500 мг/кг;
- средняя смертельная концентрация в воздухе – 5001-50000 мг/м<sup>3</sup>.

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

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

#### *6 Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов*

Для оценки риска ожога при соприкосновении кожи с горячей поверхностью машины необходимо измерить температуру этой поверхности [43].

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

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

#### *7 Производственные факторы, связанные с электрическим током*

Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках оборудования, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80



электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

В целях избегания возникновения опасных ситуаций предусмотрены необходимые меры безопасности:

- оборудование, трубопроводы, применяемые на производстве, полностью герметичны;
- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [44]. Наиболее опасным считается переменный ток с частотой 50 Гц.

Основные средства индивидуальной защиты: изолирующая подставка, резиновый коврик (дорожка), щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты [43].

### **6.3 Экологическая безопасность**

Для защиты селитебной зоны атмосферы, гидросферы и литосферы от негативного воздействия используются следующие основные меры.

#### *1 Защита селитебной зоны*

Согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. [45] объекты по добыче сырой нефти и (или) природного газа, включая переработку природного газа и

производству нефтепродуктов относятся к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (НВОС).

Санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, составляет (согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [46]) – 1000 м.

При эксплуатации СИКН образуются следующие виды опасных отходов:

- Нефтешлам очистки трубопроводов и подземных емкостей, используемых для хранения учтенной и неучтенной нефти;
- Грунт, загрязненный нефтепродуктами, образуется в результате утечек нефти, при ремонте оборудования, при зачистке трубопроводов;
- Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел менее 15%), образуется при ремонтных работах, обслуживании нефтепромыслового и технологического оборудования;
- Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (иск. крупногабаритный) образуется в результате деятельности персонала.

По мере накопления вывозятся на специализированный полигон:

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

## *2 Защита литосферы*

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

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

В случае разлива нефти на почву необходимо немедленно выполнить все необходимые мероприятия для локализации разлива, а разлитую нефть откачать в безнапорные дренажные емкости сбора утечек. Загрязненный грунт, если таковой имеется следует собрать и увезти с территории на специально отведенное место согласно ГОСТ Р 53692-2009 Обращение с отходами [47].

### *3 защита гидросферы*

При ремонтных работах на приемо-сдаточных пунктах нефти. Не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водных ресурсов в соответствии с ГОСТ 17.1.3.06-82. [48] и поверхностных вод ГОСТ 17.1.3.13-86 [49].

Для предупреждения загрязнения гидросферы строго соблюдаются правила утилизации бытовых и химических отходов, осуществляется контроль сточных вод.

Для защиты поверхностных вод предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

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

### *4 Защита атмосферы*

Атмосферный воздух рабочей зоны должно соответствовать требованиям СанПиН 2.1.3684-21 [50].

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

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

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

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

#### **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в чрезвычайных ситуациях (ГОСТ Р 22.0.01-2016) [51].

Перечень возможных ЧС:

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

Так в общем случае при эксплуатации коммерческого узла учета нефти (СИКН), возникновение наиболее типичной ЧС возможно в результате разгерметизации оборудования с последующим выходом и возгоранием нефти.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П-I – зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия. Взрывоопасная зона 2-го класса - зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Класс возможного пожара - пожары

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

горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов (В). На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

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

- водные (ОВ);
- порошковые (ОП);
- пенные,
- газовые, которые подразделяются на:
  - а) углекислотные (ОУ);
  - б) хладоновые (ОХ); комбинированные.

В случае возгорания и взрывов при эксплуатации СИКН необходимо остановить учетные операции, проконтролировать срабатывание защит систем автоматики, в закрытии секующих задвижек, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно ПЛАС.

### **Вывод по разделу**

В данном разделе были рассмотрены и проанализированы потенциальные вредные и опасные производственные факторы, которые могут привести к ЧС на производстве и нанести ущерб окружающей среде и здоровью человека

Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта сопровождаются с вредными и опасными воздействиями на человека. К ним относятся повышенный уровень шума, повышенный уровень общей вибрации, повышенная влажность и загазованность рабочей зоны, производственные факторы, вещества, обладающие острой токсичностью по

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

воздействию на организм, повышенная температура поверхностей оборудования, материалов, а также производственные факторы, связанные с электрическим током.

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

- Повышенное содержание влаги в воздухе (свыше 75,0 %);
- Покрытие пола проводит электроток (железобетон, металл, земля и т.д.);
- Токопроводящая пыль.

Основное оборудование – СИКН вычислительное устройство, принимающее и обрабатывающее информацию о качественно-количественных параметрах нефти относится к I категории согласно ПУЭ. Работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу по электробезопасности не ниже III

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

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

Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009 - (Б) взрывопожаро-опасность. Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.

Для того чтобы обеспечить безопасность сотрудника, компания должна производить контроль за источниками негативного воздействия, за соблюдением основных правил и использованием индивидуальных и

коллективных средств защиты. Также каждый сотрудник обязан проходить проверку знаний правил безопасности и поведения в ЧС.

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

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

## 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.

					Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мельников Д.К.</i>			<b>Заключение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					88	96
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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.;

					Организация работ по повышению эффективности приемо-сдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Мельников Д.К.</i>				<b>Список используемых источников</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						89	96
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

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.;

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

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 Р8.595-2004 «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. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);
35. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
36. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
37. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
38. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
39. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
40. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
41. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

					Список используемых источников	Лист
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

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

43. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Классификация и общие требования безопасности.

44. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

45. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

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

47. СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» На основании Федерального закона от 30.03.1999 N 52-ФЗ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, N 14, ст.

48. ГОСТ Р 53692-2009 Обращение с отходами.

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

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

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

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

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

53. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум.  
Общие требования безопасности. 1983г. 11 стр.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

## 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 <sup>3</sup>	ГОСТ 3900-85	
3.	Плотность нефти при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Р 50.2.075-2010	
4.	Плотность нефти при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ Р 51069-97	
5.	Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	
6.	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> (%)	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 <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 50802-95	
13.	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 50802-95	
14.	Массовая доля органических хлоридов во фракции выкипающей до 204°С, млн <sup>-1</sup> (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

						Организация работ по повышению эффективности приемосдаточного пункта нефти для нефтетранспортного предприятия						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Приложения</b>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Разраб.</i>	<i>Мельников Д.К.</i>										94	96
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>							Отделение нефтегазового дела з-2Б7А				
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>											

**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 <sup>3</sup>				
объем	т				
масса					
на момент завершения текущей сдачи:	м <sup>3</sup>				
объем	т				
масса					
Масса нефти брутто:	м <sup>3</sup>				
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 <sup>3</sup>				
Поправка на плотность <sup>*)</sup>	кг/м <sup>3</sup>				
№ паспорта качества нефти					
Массовая доля балласта всего в том числе:	%				
воды	%				
хлористых солей	%				
мех. примесей	%				
Массовая доля серы	%				
Концентрация хлористых солей	мг/дм <sup>3</sup>				
Масса балласта	т				
Масса нефти нетто	т				

Масса нефти нетто  
(прописью) \_\_\_\_\_ т.

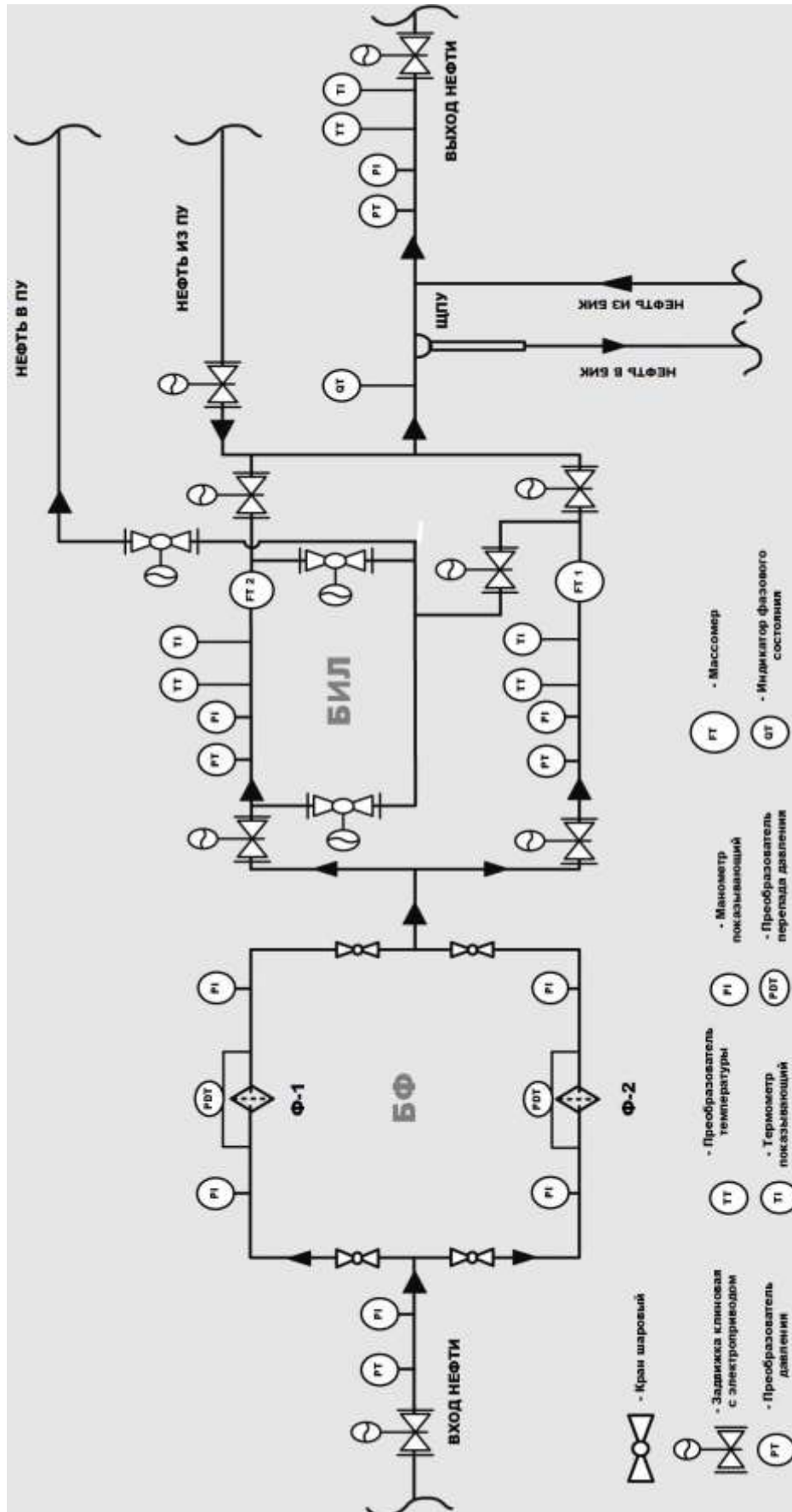
Обозначение нефти: \_\_\_\_ . \_\_\_\_ . \_\_\_\_ . \_\_\_\_ . по ГОСТ Р 51858.

Сдал: \_\_\_\_\_  
подпись И. О. Фамилия  
М.П.

Принял: \_\_\_\_\_  
подпись И. О. Фамилия  
М.П.

## Приложение В

### Технологическая схема СИКН



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	