

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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»  
 Профиль (специализация) «Диагностика, эксплуатация и ремонт объектов трубопроводного транспорта»,  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Анализ эффективности эксплуатации приема-сдаточного пункта ██████████ месторождения»

УДК 622.692.5-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Зубов Е.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.т.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А.А.	к.т.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	к.т.н, доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

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

Институт природных ресурсов

Специальность 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Профиль (специализация) «Диагностика, эксплуатация и ремонт объектов трубопроводного транспорта».

Кафедра транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой \_\_\_\_\_

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту

Группа	ФИО
3 – 2Т00	Зубову Евгению Анатольевичу

Тема работы:

«Анализ эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта \_\_\_\_\_  
нефтяного месторождения»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

05.04.2016 г № 2616/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

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

*Объектом исследования является работа ПСН и СИКН. На ПСН находятся объекты в которых в непрерывном режиме находятся нефть и нефтепродукты. Объекты относятся к технологическим сооружениям повышенной опасности, требующие особых условий эксплуатации.*

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Общая характеристика ПСН и СИКН;</i></li> <li>2. <i>Оборудование ПСН и СИКН;</i></li> <li>3. <i>Надежность ПСН и СИКН;</i></li> <li>4. <i>Техническая эксплуатация ПСН и СИКН, нормативная документация по вопросу безопасной эксплуатации;</i></li> <li>5. <i>Расчет пропускной способности ПСН и СИКН с помощью дополнительной измерительной линии;</i></li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Вазим Андрей Александрович</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович</p>

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Зубов Е.А.		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Уровень образования инженер

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

дипломный проект/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)
25.03.2016	<i>Общие сведения о месторождении</i>	12
08.04.2016	<i>Состав ██████████ Резервная схема учета нефти и насосная внешней и внутренней перекачки</i>	14
22.04.2016	<i>Испытательная лаборатория нефти</i>	12
29.04.2016	<i>СИКН – основная схема учета сдачи нефти с применением массово – динамических измерений</i>	14
06.05.2016	<i>Финансовый менеджмент</i>	14
11.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
16.05.2016	<i>Заключение</i>	12
20.05.2016	<i>Презентация</i>	12

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.т.н, доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Т00	Зубов Евгений Анатольевич

<b>Институт</b>	<b>природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>транспорта и хранения нефти и газа</b>
<b>Уровень образования</b>	специалист	<b>Направление/специальность</b>	130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	...Стоимость работ и материально-технических ресурсов при реконструкции СИКН
---	--

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	-Сравнительный анализ использования экономического потенциала принятых технических решений
<i>2. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	- Обоснование экономической выгоды за счет внедрения проекта
<i>3. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	...- Расчет экономической эффективности
<i>4. Оценка ресурсосбережения</i>	...- Расчет ресурсосбережения

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.т.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Т00	Зубов Евгений Анатольевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Т00	ФИО Зубов Евгений Анатольевич
------------------	----------------------------------

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	специалист	Направление/специальность	<u>130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»</u>

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Наименование объекта – Пункт сдачи нефти (ПСН) «-----».  
 ПСН расположено в -----  
 -----, на территории -----  
 ----- нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).  
 Назначение объекта - прием товарной нефти с объектов нефтедобычи -----  
 -----  
 нефтяного месторождения, промежуточное хранение, учет и перекачка нефти в магистральный нефтепровод (МН) «-----  
 -----» -----  
 -----Нефть, поступающая на предприятие, относится к легковоспламеняющимся жидкостям (ЛВЖ). Сырая нефть, товарная нефть. Нефть токсична. ПДК в рабочей зоне 10 мг/м<sup>3</sup>.

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность  
 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации ПСН «----- нефтяного месторождения»

- метеорологическое воздействие окружающей среды;
- неудовлетворительная освещенность рабочего места;
- воздействие производственного шума, вибрации;
- напряжённость труда (отражающая нагрузку преимущественно на центральную нервную систему, органы чувств, эмоциональную сферу работника: интеллектуальные, сенсорные, эмоциональные нагрузки, степень монотонности нагрузок, режим работы).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации ПСН «-----нефтяного месторождения»	- термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).
2. Экологическая безопасность.	- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- пожарная безопасность в чрезвычайных ситуациях
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	- перечень обязательных правил, норм, инструкций.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.т.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Зубов Евгений Анатольевич		







## Оглавление

	Введение	
1.	Общие сведения о месторождении	
1.1.	Общая характеристика производственного объекта	
1.2.	Основные функции ПСП «-----»	
1.3.	Схема движения подготовленной нефти «----- -----» до точки подключения в магистральный нефтепровод «-----»	
1.4.	Обязанности и ответственность представителей ----- ----- «-----»	
1.5.	Порядок проведения приемо-сдаточных операций	
1.6.	Порядок доступа представителей ----- ----» на ПСН «----- -----	
2.	Состав ПСП «-----». Резервная схема учета нефти и насосная внешней и внутренней перекачки	
2.1.	Состав технологических сооружений	
2.2.	Основные и вспомогательные средства измерений	
2.3.	Метод, условия и выполнение измерений.	
2.3.1.	Требования к погрешности измерений.	
2.3.2.	Условия измерений.	
2.3.3.	Условия проведения измерений на резервуаре	
2.3.4.	Выполнение измерений	
2.3.5.	Определение температуры нефти в резервуаре	
2.3.6.	Определение плотности нефти в резервуаре	
2.3.7.	Определение объема нефти в резервуаре	
2.3.8.	Определение массы нетто нефти	
2.3.9.	Отбор проб из резервуара	
2.4.	Обработка и контроль погрешности результатов измерений.	
2.5.	Подготовка к выполнению измерений.	
2.6.	Требования безопасности, охраны окружающей среды.	
3.	Испытательная лаборатория нефти	
4.	СИКН – основная схема учета сдачи нефти с применением массово-динамических измерений	
4.1.	Технологическая схема СИКН ПСП «-----» ----- -----» и технологический режим перекачки нефти через СИКН.	
4.2.	Состав и основные параметры СИКН.	



## Введение

В настоящее время и в обозримом будущем, топливно – энергетический комплекс служит гарантией экономического развития нашей страны. Нормальное функционирование нефтяной, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности невозможно без объектов приёма, хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов, ими выступают приёмо-сдаточные пункты и магистральные нефтепроводы различной пропускной способности.

Значительный объём добычи, переработки, транспортировки и потребления нефти и нефтепродуктов на протяжении нескольких десятков лет обуславливает *актуальность* проблемы сокращения потерь продуктов. В нашей стране потери составляют 2% от добываемой нефти. Снижение количества и ухудшения качества нефти ведут к падению экономических показателей организаций и страны в целом, также потери углеводородов чреваты отрицательным воздействием на окружающую среду – в атмосферу планеты ежегодно выбрасывается от 20 до --- миллионов т углеводородов.

Проблемой сокращения потерь нефтепродуктов весьма освещенная тема, изучаемая такими крупнейшими организациями нашей страны как -----  
-----», ----- – Центральная Сибирь», и непосредственно многими учеными и работниками в сфере транспорта и хранения нефти и газа.

В ВКР выявлены эффективные методы и технологии повышения эксплуатационных свойств ПСН и СИКН. Проанализированы различные способы, выявлены характеристики существующих методов и представлены новейшие методы повышения эксплуатационных свойств ПСН и СИКН.

Объектом данного исследования является СИКН с пропускной способностью --- т/ч. В процессе работы были изучены основные нормативные требования к обслуживанию и эффективной эксплуатации ПСН и СИКН ---- , методы и технологии повышения эксплуатационных свойств СИКН ----. Проведен расчет увеличения пропускной способности ПСН и СИКН ---- с

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						





- насосы внешней перекачки ЦНС 180/85 – 2шт;
- резервуарный парк;
- испытательная лаборатория нефти;
- опорный пункт пожаротушения;
- операторная и ЩСУ;
- аварийная дизельная электростанция (ДЭС-100);
- ЗРУ;
- дренажные емкости  $V=12,5 \text{ м}^3$  – 3 шт.;
- дренажные емкости  $V=8 \text{ м}^3$  – 1 шт.;
- дренажные емкости  $V=63 \text{ м}^3$  – 2 шт.;
- котельная;
- насосная над артскважиной – 2 шт.;
- резервуары горизонтальные стальные для заправки котельной нефтью общим объемом  $20 \text{ м}^3$  (РГС 10 – 2шт);
- резервуары вертикальные стальные противопожарного запаса воды общим объемом  $800 \text{ м}^3$  (РВС 400 – 2шт.).

Для приема нефти от УПН и транспорта нефти в магистральный нефтепровод предусмотрены необходимые внешние трубопроводные сети.

Учет нефти на ПСН предусматривается производить по системе измерения количества и показателей качества нефти (СИКН), разработанной по отдельному заданию и техническим условиям ----- специализированной организацией [REDACTED] и расположенном вблизи к точке врезки в магистральный нефтепровод – [REDACTED]. <--

В состав СИКН входит:

- блок – бокс ТПУ – 1 шт.;
- блок – бокс СИКН – 1шт.;
- блок – бокс операторной – 1 шт.;
- дренажная емкость не учтенной нефти объемом  $12,5 \text{ м}^3$  (ДЕ 1 – 1шт.);
- дренажная емкость учтенной нефти объемом  $12,5 \text{ м}^3$  (ДЕ 2 – 1шт.);
- емкость канализационная для сточных вод  $12,5 \text{ м}^3$  (ЕК – 1шт.).

Также в состав СИКН входит участок нефтепровода до места врезки в магистральный трубопровод.

Нефть поступает с нефтяного месторождения ----- по нефтепроводу в резервуары ПСН. Объем нефти по проекту (проектная мощность) составляет ----- тонн в год. Максимальная суточная производительность напорного нефтепровода с ПСН составляет ----- тонн в сутки.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9



Обзорная схема района представлена на рисунке 1

## 1.2. Основные функции ПСП «-----»

Основной задачей ПСП «-----» является прием товарной нефти с объектов нефтедобычи нефтяного месторождения «-----» промежуточное хранение, учет и перекачка нефти в магистральный нефтепровод (МН) ----- выполнение планов сдачи нефти согласно заявленных объемов в систему ----- и обеспечение при этом достоверного учета по количеству и параметрам качества нефти.

Основными функциями персонала ПСП, необходимыми для выполнения главной задачи, являются:

- изучение, знание и грамотное использование в работе зданий и сооружений, объектов технического и социального назначения, технических устройств, машин, механизмов, резервуаров, трубопроводов, средств измерений по количеству и параметрам качества нефти, АСУ и прикладных программ, находящихся в эксплуатации на ПСП;

- контроль технологического процесса работы объектов ПСП ----- в соответствии с требованиями Технологического регламента работы ПСП «-----»

- учет и сдача нефти ОАО ----- в объемах и сроках, указанных в маршрутных поручениях по актам приема-сдачи нефти на основании доверенностей, выданных ----- с показателями качества, соответствующими требованиям. ГОСТ Р 51858-2002;

- обеспечение исполнения условий Договора об оказании услуг по транспортировке нефти----- в части:

- доступа представителей----- для осуществления надзора за средствами измерения параметров нефти по количеству и показателям качества;

- сдачи нефти для транспортировки ежесуточно равными частями от количества нефти, указанного в месячной заявке, необходимого для обеспечения отгрузки в пункте назначения;

- сдачи нефти для транспортировки по магистральным нефтепроводам с показателями качества, соответствующим требованиям раздела «КАЧЕСТВО НЕФТИ» Договора на транспортировку.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

- обнаружение поступления из нефтепровода «----- месторождение» нестандартной нефти и принятие необходимых мер для до подготовки ее до стандартного качества;
- отбор проб принимаемой и сдаваемой нефти по ГОСТ 2517-85 и производство анализов нефти по ГОСТ Р 51858;
- ежесуточное оформление актов приема-сдачи нефти и паспортов качества на валовые объемы нефти;
- оперативный 2-х-часовой и суточный учет нефти сданной в ОАО -----» и передача данных начальнику производственно – диспетчерской службы и товарному оператору -----» в оперативном порядке;
- оперативный и круглосуточный контроль наличия нефти и свободной емкости в резервуарном парке ПСП «-----
- поддержание в технически исправном состоянии установленного оборудования на территории ПСП ----- камеры приема скребкатехнологического нефтепровода и подводящего нефтепровода ПСП ----- КМ --- нефтепровода «-----»;
- организация и выполнение работ по ревизии пробозаборных устройств, фильтров, контроль и выполнение графиков проведения контроля метрологических характеристик, контроль изменения донных отложений и принятие мер по их своевременному удалению, контроль паспортной (базовой) высоты РВС-1000 и принятие мер к приведению базовых высот к паспортному значению, в случае их отклонения;
- контроль за средствами измерений, применяемых при учете нефти на ПСП и сроками их поверки и обеспечение их работоспособности;
- обеспечение и контроль готовности в любой момент времени резервной схемы учета при приеме-сдаче нефти к работе при отказах СИКН ----- (измерение базовой высоты резервуара, измерение донных отложений в РВС, обеспечение герметичности задвижек для разделения потоков учтенной (сдаваемой) и неучтенной (принимаемой) при транспортировке нефти);
- обеспечение контроля и документального учета материальных ценностей (МЦ), находящихся на территории ПСП «----- а также МЦ, отправляемых с территории ПСП «----- и принимаемых со стороны;
- соблюдение работниками действующих правил, нормативных документов, инструкций по охране труда и производственных инструкций, правил трудового распорядка;
- составление графиков сменности и учет рабочего времени работников ПСП;
- качественно и в полном объеме прием - передача смены и вахты;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

выполнение приказов и распоряжений -----

-----

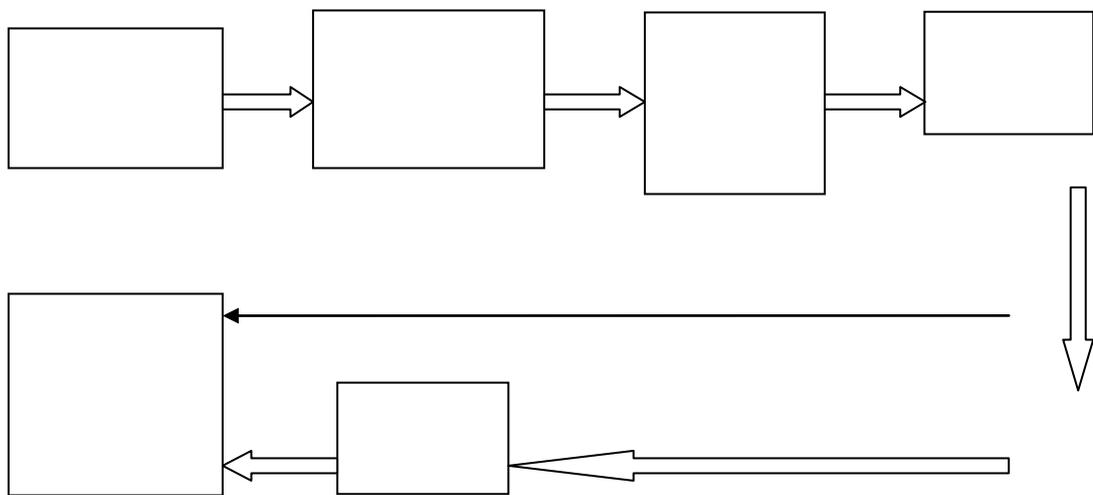
- выполнение мероприятий по улучшению и оздоровлению условий труда работников ПСП;

- выполнение предписаний контролирующих органов в установленные сроки.

- Технологическая схема ПСП -----»

**(приложение 1)**

**1.3. Схема движения подготовленной нефти «-----  
-----до точки подключения в магистральный нефтепровод «-  
----- (рисунок 2)**



⇒ Основная схема сдачи нефти;  
⇐ Резервная схема сдачи нефти

Рисунок 2 - Схема движения подготовленной нефти от ----- до точки подключения в магистральный нефтепровод

**1.4. Обязанности и ответственность представителей -----**

При перекачке нефти с ПСП -----  
-----в нефтепровод «-----  
существует регламент взаимоотношений ----- и █████ «-----  
----- для обеспечения режима работы нефтепровода и ведения учетных операций на ПСП «-----  
утвержденный главными инженерами «Грузоотправителя и Грузополучателя».

									Лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Расчетная часть

Уполномоченным представителем ----- является ---  
-----

Подписанием настоящего регламента стороны подтверждают, что им известны и будут соблюдаться требования указанных в настоящем пункте нормативных документов в редакции, действующей на момент их применения:

- Рекомендация по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти.

- Инструкция по измерению количества и параметров качества нефти при приеме – сдаче нефти от ----- по резервуарам ПСП «----- (резервная схема).

- Инструкция по эксплуатации СИКН № \_\_\_\_.

- Порядок метрологического и технического обеспечения ввода в промышленную эксплуатацию систем измерений количество и показателей качество нефти (-----

- Система измерения количества и показателей качества нефти.

Метрологическое и техническое требование к проектированию (----- ГСИ).

- Рекомендация (государственная система обеспечения единства измерений).

Приемо – сдаточный пункт нефти и метрологическое обеспечение -----  
-----

- Нефть. Общие технические условия (-----

- Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных трубопроводов (-----

- Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов (РД -----

Грузоотправитель должен иметь на УНП и ПСП «----- емкость резервуарных парков в объеме не менее трехсуточной добычи нефти. -----

-----вправе ограничивать или прекращать полностью прием нефти для проведения плановых ремонтных работ, очистки и диагностики магистрального нефтепровода «-----» суммарной продолжительностью не более 15 суток в год.

За сохранность оборудования, участвующего в товарно-коммерческих операциях, метрологическую пригодность средств измерений, соблюдение инструкций, технологических регламентов, за техническое состояние и метрологическое обеспечение систем измерений количества и показателей качества нефти несет ответственность -----  
-----

Давление нефти при закачке в магистральный нефтепровод «-----  
----- (точка подключения) у секущей задвижки -----км. должно

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

соответствовать «Карте технологических режимов» магистрального нефтепровода «-----», утвержденной главным инженером -----

Ответственность за техническое состояние подводящего нефтепровода от СИКН до точки подключения к системе магистральных нефтепроводов ----- и последствия аварий на нем, а также за сохранность на его участке принятой к транспорту нефти, в том числе риск ее случайной потери, несет -----

----- компания» компенсирует ----- потери учтенной нефти, произошедшие на подводящем нефтепроводе ----- из-за нарушения герметичности нефтепровода, запорной арматуры или обнаружения несанкционированных утечек (врезок).

Представители ----- и ----- совместно производят 1 раз в месяц, по утвержденному графику, контроль работоспособности обратного клапана, установленного перед врезкой в магистральный нефтепровод «-----» с составлением двухстороннего акта.

Представители ----- и ----- совместно производят два раза в месяц контроль состояния технологического подводящего трубопровода с целью своевременного выявления разгерметизации или несанкционированных врезок с записью в оперативных документах и составлением двухстороннего акта.

Два раза в год согласно утвержденного графика проводится совместная проверка технологического оборудования, систем измерений и наличие ведения правильной документации представителями -----

----- обязана в письменном виде информировать ----- о предстоящих земляных работах в охранной зоне подводящего трубопровода для обеспечения контроля представителями ----- отсутствия несанкционированных врезок.

Ревизия пробозаборного устройства и автоматических пробоотборников производится в соответствии с утвержденным графиком или по требованию одной из сторон с оформлением двухстороннего акта.

-----»обеспечивает представителей ----- аттестованным рабочим местом, которое включает:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

- рабочий письменный стол, стул, светильник, книжный шкаф для оперативной документации, шкаф для одежды.
- надлежащее качество диспетчерской связи с диспетчером -----  
----- (селекторной, телефонной).
- материалами, необходимыми для проведения товарно-коммерческих операций в соответствии с требованиями нормативных документов (рисунок 3).

Рисунок 3 - Рабочее место оператора товарного -----  
-----

В случае поступления из ----- ограничения приема нефти по каким-либо причинам [REDACTED] ставит об этом в известность руководство [REDACTED] по факту телефонограммой и одновременно сокращает объем принимаемой нефти.

Персонал [REDACTED] предоставляет на ПСП:

- информацию, предусмотренную «Регламентом взаимоотношений [REDACTED] [REDACTED] для обеспечения безопасного режима работы нефтепровода и ведения учетных операций на [REDACTED]
- карту технологических режимов работы нефтепровода [REDACTED]
- информацию о плановых остановках приема-сдачи нефти на ПСП « [REDACTED]
- информацию об изменении режима работы насосных внешней откачки других производителей;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

- информацию об объемах закачки нефти в нефтепровод [REDACTED]

В свою очередь [REDACTED] представляет персоналу [REDACTED]

- информацию, предусмотренную договором на транспортировку нефти и «Регламентом взаимоотношений [REDACTED]

- фактические режимы работы насосов (давление, нагрузка, насосной внешней откачки нефти, фактическое количество и качество нефти, закачиваемой в нефтепровод « [REDACTED]

- плановые и аварийные остановки и отказы и агрегатов насосной внешней откачки ПСП « [REDACTED] их причины;

- оперативную информацию и акты о фактах нарушения нормативных документов при приеме-сдаче нефти;

- оперативную информацию и акты расследования случаев нарушений Регламента взаимоотношений или нормативной документации;

- протоколы поверки и калибровки средств измерений, протоколы замеров содержания свободного газа в нефти на [REDACTED], протоколы проверок срабатывания защит системы автоматики на ПСП, протоколы контроля метрологических характеристик средств измерений [REDACTED], протоколы замера базовых высот;

- акты технического обслуживания (ревизии) средств измерений и оборудования [REDACTED], ревизии оборудования [REDACTED], акты замера донных отложений, акты контроля работоспособности обратного клапана на врезке подводящего трубопровода с [REDACTED]

[REDACTED] акты проверки подводящего трубопровода от насосной внешней откачки [REDACTED] до точки врезки [REDACTED]., [REDACTED]

### 1.5. Порядок проведения приемо-сдаточных операций

Прием-сдача нефти на [REDACTED] производится на основании маршрутных поручений, оформленных [REDACTED]» и в соответствии с требованиями нормативных документов.

Прием нефти Грузоотправителя осуществляется [REDACTED] по акту приема-сдачи и паспорту качества в количестве, указанном в маршрутном поручении [REDACTED] ежедневно, равными частями от заявленного им количества в месячной заявке.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

Должностные лица, ответственные за прием-сдачу нефти, составление и подписание приемо-сдаточных документов назначаются приказами руководителей [REDACTED] [REDACTED]». Полномочия должностных лиц подтверждаются доверенностями. Подлинники доверенностей или нотариально заверенные копии находятся у представителей сдающей и принимающей сторон и предоставляются по требованию сторон.

Учет нефти, принимаемой от [REDACTED] [REDACTED] осуществляется прямым методом динамических измерений по показаниям системы измерений количества и показателей качества нефти и косвенным методом статических измерений по измерению уровня нефти в РВС:

- [REDACTED] - основная схема учета нефти;
- [REDACTED] - резервная схема учета нефти.

Режим работы насосной внешней перекачки [REDACTED] [REDACTED] должен соответствовать «Карте технологических режимов работы магистрального нефтепровода «[REDACTED]» утвержденной главным инженером [REDACTED]».

Управление измерительными линиями [REDACTED] (включение, выключение, поддержание заданного расхода), поддержание расхода через линию контроля качества, контроль метрологических характеристик средств измерений в межповерочный интервал, отбор проб нефти в блоке контроля качества и на резервуарах, измерение температуры, уровня нефти и подтоварной воды в резервуарах, производство анализов по определению качественных показателей нефти, снятие и установка пломб на задвижках производятся совместно представителями [REDACTED] [REDACTED] в соответствии с действующими инструкциями, РД и ГОСТами.

Запрещается представителю одной стороны единолично производить на объектах другой стороны любые действия, связанные с управлением технологическим процессом приема-сдачи нефти (включение и выключение измерительных линий, замена бачков автоматических пробоотборников в БКК, отбор проб, определение качественных показателей нефти, снятие-установка пломб и т.д.).

Оперативный учет приема-сдачи нефти производится каждые два часа, по четным часам московского времени. Операторы [REDACTED] [REDACTED] совместно с товарными операторами [REDACTED] «[REDACTED]» составляют, записывают в суточные листы и передают соответственно своим диспетчерским службам оперативные

						Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			9



№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1	Плотность нефти при температуре 20 °С	кг/м <sup>3</sup>	■
2	Вязкость кинематическая при 20°С	сСт	■
3	Массовая доля сероводорода, не более	млн <sup>-1</sup>	■
4	Массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, не более	Млн <sup>-1</sup> (ppm)	■
5	Содержание в нефти парафина	% вес.	■
6	Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204 °С, ррт	ppm	■
7	Массовая доля мехпримесей	%	■
8	Массовая доля серы	%	■
9	Фракционный состав, метод Б, °С \ см <sup>3</sup> .	До 200 °С до 300 °С	■
10	Массовая доля воды не более	%	■
11	Содержания хлористых солей не более	мг/дм <sup>3</sup>	■
12	Максимальное давление в точке подключения в магистральный нефтепровод	МПа	■

#### 1.6. Порядок доступа представителей ■■■■■

■■■■■ после письменного уведомления, обеспечивает доступ представителей ■■■■■ и ■■■■■ на приемо-сдаточный пункт нефти для осуществления надзора за состоянием и применением средств и систем измерений количества и показателей качества нефти основной и резервной схемы учета, а также за соблюдением Грузоотправителем показателей качества нефти.

Представители ■■■■■ по согласованию с начальником ■■■■■ ■■■■■ согласовывают доступ представителей инженерно-технического персонала ■■■■■ на приемо-сдаточный пункт нефти для осуществления второго уровня производственного контроля за состоянием условий

и охраны труда на рабочем месте оператора товарного [REDACTED]  
Производственный контроль проводится инженерно-техническими работниками [REDACTED] реже одного раза в 10 дней.

## 2. [REDACTED] Резервная схема учета нефти и насосная внешней и внутренней перекачки

### 2.1. Состав технологических сооружений

В состав технологических сооружений входит:

- Резервуарный парк;
- Насосная внешней и внутренней перекачки;
- Площадка теплообменников;
- Дренажные емкости.

Резервуарный парк [REDACTED]» предназначен для приемки, хранения, отпуска, учета нефти и являются ответственной инженерной конструкцией. Безопасная работа резервуарного парка обеспечивается при условии:

- правильного выбора исходных данных при проектировании, принятых для расчета прочностных характеристик конструкций, обеспечения оптимального технологического режима эксплуатации, защиты металлоконструкций от коррозии и т. д. В резервуарном парке установлены товарные резервуары РВС–1000 № 1, 2, 3, имеющие градуировочные таблицы и допущенные к проведению товарно-коммерческих операций. Массу нефти в резервуаре определяют косвенным методом статических измерений согласно [REDACTED]

[REDACTED] Резервуарный парк [REDACTED]  
[REDACTED] (резервная схема сдачи нефти) (рисунок 4)

Рисунок 4 - Резервуарный парк [REDACTED]

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

Откачка товарной нефти с РВС-1000 №1, 2, 3 [REDACTED] в напорный нефтепровод [REDACTED] осуществляется насосами внешней перекачки [REDACTED] – 2шт, а для внутренней перекачки используются насосы [REDACTED] (2шт.) (рис.3).

Для насосов [REDACTED] предусмотрена автоматизация:

- пуск остановка насосов по месту, возможность остановки со щита, дистанционное управление в операторной;
- сигнал рабочего состояния насоса;
- местный и дистанционный контроль давления на нагнетании и приеме насосов;
- сигнализация снижения давления на приеме насосов до 0,009МПа избыточное и аварийное отключение насоса при давлении 0,7МПа изб.;
- контроль температуры подшипников электродвигателя;
- контроль загазованности в помещении насосной с автоматическим включением системы вентиляции;
- контроль по месту перепада давления на фильтрах и сигнализация максимального значения;
- система пожарной сигнализации.

Рисунок 5 - Насосная внешней и внутренней перекачки нефти

					Расчетная часть	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Площадка теплообменников представляет собой отдельно стоящий стальной кожухотрубчатый аппарат типа ТО- 600, в количестве двух штук, для нагрева нефти теплоносителем (водой) от блочной отопительной нефтяной котельной с двумя блочными водогрейными котлами «Гурботерм-500» мощностью 1,0 МВт и обогревом нефтепроводов, оборудования и т.д. В теплообменнике нагреваемая нефть движется по трубкам, а греющая вода через патрубок поступает в межтрубное пространство, в котором установлены сегментные перегородки, направляющие движение водяного потока. Для соединения с нефтепроводом предусмотрены соответствующие фланцевые соединения  $P_y$  по нефти - 6,3 МПа, по теплоносителю - 0,6 МПа, максимальная температура теплоносителя - 95°C. Аппарат ТО - 600 имеет неоспоримое преимущество в том, что не прихотлив в эксплуатации, большая пожарная и экологическая безопасность.

ТО- 600 на [REDACTED] предназначены для повышения температуры при сдаче нефти до нужных параметров (+5°C до +29°C) и снижения вязкости нефти (рисунок 6).

Рисунок 6 - Площадка теплообменников

Дренажные емкости на приеме - сдаточном пункте предназначены для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов от остатков нефтепродуктов при их опорожнении, а также используются в технологических

					Расчетная часть	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

операциях при откачке нефти и зачистке резервуаров. Объем емкостей выбран по максимальному количеству сброса при выполнении операций опорожнения оборудования и дренажа из трубопроводов. Емкости типа ЕП и ЕПП завода «Курганхиммаш», горизонтальные цилиндрические с двумя горловинами для подземной установки. На горловинах размещен электронасосный агрегат типа НВ 50/50 ( $Q=50$  м<sup>3</sup>/час), и оборудованы дыхательными клапанами со встроенным огнепреградителем КДМ-150 и замерным люком (рисунок 7).

Рисунок 7 - Дренажные емкости (ЕПП-63м<sup>3</sup>-2шт, ЕПП-12,5м<sup>3</sup>-2шт.)

## 2.2 . Основные и вспомогательные средства измерений

При выполнении измерений применяют следующие средства измерений и другие технические средства:

- резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-1000 № 1, 2, 3 пределы допускаемой относительной погрешности измерений вместимости 0,20 %.
- Тип и номинальная вместимость резервуаров представлена в таблице 2.

Таблица 2 -Тип и номинальная вместимость резервуаров

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

№ резервуара	Тип резервуара	Вместимость резервуара, м <sup>3</sup>
РВС №1	Вертикальный цилиндрический стальной	1012,654
РВС №2	Вертикальный цилиндрический стальной	1014,814
РВС №3	Вертикальный цилиндрический стальной	1011,413

## 2.3. Метод, условия и выполнение измерений

### 2.3.1. Требования к погрешности измерений

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти не должны превышать 0,50%, массы продукта от 120тн. и более.

Измерения и объема нефти в резервуарах производят косвенным методом статистических измерений.

Массу нефти в резервуаре вычисляют как произведение объема и плотности нефти, приведенной к условиям измерения объема.

Объем нефти в резервуаре находят по градуировочной таблице резервуара по измеренному уровню нефти. Уровень нефти измеряют с помощью измерительной рулетки с лотом или автоматически с использованием автоматизированной системы измерения уровня УЭРВ– 3.

Плотность нефти измеряют ареометром в лаборатории в объединенной пробе, отобранной из резервуара.

Температуру нефти в резервуаре определяют на месте отбора проб с помощью термометра путем измерения температуры точечных проб, отбираемых из резервуара по ГОСТ 2517 ручным переносным пробоотборником.

Содержание свободного газа в нефти не допускается. В случае обнаружения в сдаваемой нефти свободного газа прием нефти прекращается.

Давление насыщенных паров по ГОСТ Р 51858-2002 не более 66,7 кПа (500 мм. рт. ст.), метод испытания по ГОСТ 1756. Давление насыщенных паров определяется по каждому РВС по точечным пробам, отобранными с середины уровня резервуара.

										Лист
										9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчетная часть					

Прием-сдача некондиционной нефти не производится. При установлении факта наличия в РВС №№ 1, 2, 3 некондиционной нефти по результатам химических анализов лаборатории ██████████ персонал ПСП производит дополнительную подготовку нефти до стандартного качества, которое определяется очередным отбором проб и производством анализов в лаборатории.

При проведении отпуска или приемки нефти массу отпущенной (принятой) нефти определяют по результатам двух измерений массы нефти в резервуаре, произведенных до и после ее отпуска (приемки) из резервуара.

### 2.3.2. Условия измерений

При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

Все применяемые средства измерений должны быть исправны и иметь в соответствии с ПР 50.2.006-94 действующие свидетельства о поверке и оттиски поверительных клейм. Резервуары, кроме действующих свидетельств о поверке, должны иметь действующие градуировочные таблицы.

Измерения массы нефти производят по каждому резервуару отдельно.

Измерения проводят после отстоя нефти (не менее 2-х часов) и удаления из резервуара отстоявшейся воды и загрязнений.

### 2.3.3. Условия проведения измерений на резервуаре

- температура окружающего воздуха, °С от - 50 до +45;
- запрещается проводить измерения на резервуаре при силе ветра 6 баллов и более, молнии.
- после 2-х часового отстоя после наполнения.

Технологическая обвязка и запорная арматура резервуаров в процессе измерений должны быть технически исправны, и не допускать перетока и утечки нефти.

В процессе измерений должна быть обеспечена представительность для (операторы ██████████ ██████████ отбора пробы нефти отбираемой из резервуара для анализа в испытательной лаборатории. Условия представительности установлены

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

по ГОСТ 2517.

Должна быть проверена уставка на отключение насоса внешней откачки по превышению давления, в соответствии с технологической картой защит нефтепровода «XXXXXXXXXX

Условия применения СИ и вспомогательного оборудования должны соответствовать требованиям их эксплуатационной документации.

#### **2.3.4. Выполнение измерений**

Перед началом откачки проверяют базовую высоту резервуара как расстояние по вертикали от днища в точке касания груза измерительной рулетки до верхнего края измерительного люка или до риски направляющей планки измерительного люка. Полученный результат сравнивают с паспортной величиной базовой высоты, нанесённой на резервуаре. Если базовая высота ( $H_0$ ) отличается от полученного результата более чем на  $0,1\% H_0$ , необходимо выяснить причину изменения базовой высоты и устранить ее. Уровень нефти в резервуарах измеряют рулеткой измерительной с лотом. Если базовая высота ( $H_0$ ) отличается от результата ее измерения менее чем на  $0,1\% H_0$ , измерения уровня нефти в резервуаре проводят в следующей последовательности:

Опускают ленту рулетки с лотом медленно до касания лотом днища или опорной плиты, не допуская отклонения лота от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование и сохраняя спокойное состояние поверхности нефти, не допуская волн.

Поднимают ленту рулетки строго вертикально, не допуская смещения в сторону, чтобы избежать искажения линии смачивания на измерительной ленте.

Отсчёт по ленте рулетки проводят по линии смачивания с точностью до 1мм сразу после появления смоченной части рулетки над измерительным люком.

Измерение уровня нефти в резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1мм, то в качестве результата измерения уровня принимают их среднее значение с округлением до 1мм. Если полученное расхождение измерений более 1мм, измерения повторяют ещё дважды и берут среднее по трём наиболее близким измерениям с округлением до 1мм.

					Расчетная часть	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 2.3.5. Определение температуры нефти в резервуаре

Температуру нефти в резервуаре определяют с помощью термометра путём измерения температуры точечных проб, отбираемых из резервуара по ГОСТ 2517 ручным переносным пробоотборником. При этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы до начала его заполнения не менее пяти минут. Термометр выдерживают в пробе до принятия столбиком ртути постоянного положения. Отсчёт по термометру берут с точностью до целого деления шкалы.

Среднюю температуру нефти в резервуаре ( $t_v$ ) при уровне взлива определяют по формуле:

$$t_v = \frac{(t_n + 3 \cdot t_{cp} + t_g)}{5}, \quad (1)$$

где

- $t_n$  - температура точечной пробы нефти с нижнего уровня °С;
- $t_{cp}$  - температура точечной пробы нефти со среднего уровня °С;
- $t_g$  - температура точечной пробы нефти с верхнего уровня °С.

### 2.3.6. Определение плотности нефти в резервуаре

Плотность нефти в резервуаре определяют по объединённой пробе по ГОСТ Р 51069 или ГОСТ 3900 с учётом систематической погрешности по МИ2153 в лаборатории. Плотность нефти, при измерении ареометром, приводят к условиям измерения объема по формуле:

$$\rho_v = \rho_{изм} \cdot [1 + \beta \cdot (t_p - t_v)] \cdot K \quad (2)$$

где

$\rho_{изм}$  - плотность нефти, измеренная в лаборатории при температуре  $t_p$ , кг/м<sup>3</sup>.

$K$  – поправочный коэффициент на температурное расширение стекла для ареометров.

Для ареометров, отградуированных при 20°C:

$$K = 1 - 0,000025 \cdot (t_p - 20) \quad (3)$$

$t_p$  – температура нефти при измерении плотности нефти, °C;

$t_v$  – температура нефти при измерении объема (уровня) нефти в резервуаре, °C;

$\beta$ - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°C, значения которого определяют по МИ 2153.

Пересчет плотности по формуле (2) можно производить при значениях разности температур ( $t_p - t_v$ ), не превышающих  $\pm 15^\circ\text{C}$ . Если разность температур превышает указанные значения, пересчет показаний ареометра производят по МИ 2632.

### 2.3.7. Определение объема нефти в резервуаре

Объем нефти в резервуаре определяют с использованием градуировочной таблицы резервуара по результатам измерений уровня нефти и подтоварной воды с помощью уровнемера. Объем нефти при температуре измерения объема определяют по формуле.

$$V = V_0 [1 + (2\alpha_{cm} + \alpha_s) \cdot (t_{cm} - 20)] \quad (4)$$

где  $V_0$  – объем нефти в резервуаре, м<sup>3</sup>. Определяют по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре 20 °C по ГОСТ 8.570, м<sup>3</sup>.

$\alpha_{cm}$  – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки резервуара, значение которого принимают равным  $12,5 \cdot 10^{-6}$ , 1/°C;

$\alpha_s$  – температурный коэффициент линейного расширения материала измерительной рулетки с грузом, значение которого для нержавеющей стали принимают равным  $12,5 \cdot 10^{-6}$ , 1/°C.

$t_{cm}$  – температура стенки резервуара, принимаемая равной температуре нефти в резервуаре.

Массу брутто нефти  $t$ , до отпуска нефти из резервуара и после отпуска нефти из резервуара вычисляют по формуле:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

$$m_c = V \cdot \rho_v \quad (5)$$

где  $\rho_v$  - значение плотности нефти, вычисленное по формуле;

$V$  - значение объема нефти в резервуаре с учетом изменения вместимости резервуара от температуры.  $V, \text{ м}^3$ , вычисляют по формуле:

$$V = V_0 [1 + (2\alpha_{cm} + \alpha_s) \cdot (t_{cm} - 20)] \quad (6)$$

Массу брутто нефти, принятой в резервуар или отпущенной из него  $m_c, \text{ т}$  определяют как разность масс нефти по формуле:

$$m_c = m_1 - m_2, \quad (7)$$

где  $m_1, m_2$  - массы нефти в резервуаре, вычисленные по формуле (7) до отпуска нефти из резервуара и после отпуска нефти из резервуара, соответственно, т;

### 2.3.8. Определение массы нетто нефти

Массу нетто нефти вычисляют по формуле:

$$M_n = m \cdot \left( 1 - \frac{W_{mb} + W_{mp} + W_{xc}}{100} \right), \quad (8)$$

где

- $M$  - масса нетто нефти, т;
- $W_{mb}$  - массовая доля воды в нефти, %;
- $W_{mp}$  - массовая доля механических примесей в нефти, %;
- $W_{xc}$  - массовая доля хлористых солей в нефти, %.
- $m$  - масса брутто нефти, т;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

### 2.3.9. Отбор проб из резервуара

Точечные пробы нефти отбирают в соответствии с ГОСТ 2517 стационарным или переносным пробоотборником с трёх уровней (таблица 3):

Таблица 3

верхнего –	на 250 мм ниже поверхности нефти;
среднего –	с середины высоты столба нефти;
нижнего –	с высоты нижнего среза приёмо-раздаточного патрубка (хлопушки) по внутреннему диаметру;

Объединённую пробу нефти составляют смешением точечных проб верхнего, среднего и нижнего уровней в соотношении 1:3:1.

Объём объединённой пробы должен быть не менее 300 см<sup>3</sup>. Объединённую пробу нефти тщательно перемешивают и делят на две равные части. Одну часть пробы анализируют в лаборатории, другую - хранят опечатанной на случай разногласий в оценке качества нефти.

### 2.4. Обработка и контроль погрешности результатов измерений.

Обработку результатов измерений объёма нефти, а также плотности нефти с применением ареометра или плотномера выполняют вручную.

Обработку результатов определения плотности нефти лабораторным методом выполняют по ГОСТ 51069 или ГОСТ 3900 с учетом МИ 2153.

Обработку результатов определения концентрации хлористых солей и массовых долей механических примесей и воды в нефти выполняют по ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 и ГОСТ 2477 соответственно.

На основании всех имеющихся параметров - измеренных вручную, вычисляют значения массы брутто нефти, массы нетто нефти и объёма нефти.

Значения массы брутто нефти и массы нетто нефти, т, округляют до целых значений, значение объёма нефти, м<sup>3</sup>, округляют до целых значений.

### Контроль погрешности

Средства измерений, применяемые при измерениях, должны иметь сертификат об утверждении типа по результатам испытаний для целей утверждения типа в соответствии с ПР50.2.009.

Средства измерений, применяемые при измерениях на резервуарах должны быть поверены в соответствии с ПР 50.2.006.

Периодичность поверки всех средств измерений, применяемых при измерениях на резервуарах: не реже одного раза в год.

Поверку резервуаров проводят не реже одного раза в пять лет.

### **2.5. Подготовка к выполнению измерений**

В состав технологической схемы входят:

РВС-1000 №№ 1, 2, 3, насосы [REDACTED] с обвязкой, дренажная емкость ЕПП 63, и насосы [REDACTED] с обвязкой, дренажная емкость ЕПП 8 нефтепроводы Ду-200, клапан регулятор давления, запорная арматура.

После наполнения нефтью товарного резервуара, оператор товарный [REDACTED] закрывает входную задвижку в РВС, после отстоя нефти в течение двух часов производится дренаж подтоварной воды путем открытия дренажной задвижки. После окончания дренажа, дренажные задвижки на РВС-1000 закрываются товарными операторами [REDACTED]

[REDACTED] совместно производится проверка на герметичность и пломбирование пломбой [REDACTED] задвижек резервуарного парка.

Проверка на герметичность производится совместно операторами [REDACTED] [REDACTED] путем открытия вентиля, врезанного в корпус «колокола» проверяемой задвижки. При наличии истечения нефти задвижка считается негерметичной, и работы по измерению количества нефти в резервуаре могут быть продолжены только после восстановления герметичности задвижки.

					Расчетная часть	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Пломбирование задвижек и снятие пломб осуществляется совместно операторами [REDACTED] с отметкой в «Журнале наложения и снятия пломб».

## 2.6. Требования безопасности, охраны окружающей среды

При выполнении работ соблюдают требования следующих нормативных документов:

- Федерального закона «Об основах охраны труда в Российской Федерации» №181-РФ от 17.07.1999г.
- Федерального закона от 10.01.2002г. № 7-ФЗ «Об охране» окружающей среды и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.4.2.
- «Пожарная безопасность здания и сооружений» СНиП 21.01-97.
- «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» 1994г.
- «Пожарная автоматика зданий и сооружений» СНиП 2.04.09-84. в области соблюдения безопасной эксплуатации электроустановок.

## 3. Испытательная лаборатория нефти

Определение показателей качества нефти производится в испытательной лаборатории нефти [REDACTED] аккредитованной в Системе Сертификации ГОСТ Р на техническую компетентность. Аттестат аккредитации № РОСС. 0001. 22 НФ 76 от 05 июня 2008г. и действительно до 05 июня 2011 года.

Пробы для определения показателей качества нефти отбирают в соответствии с ГОСТ 2517 [8].

Определение показателей качества нефти в испытательной лаборатории производится персоналом [REDACTED] совместно с представителем [REDACTED] в соответствии с ГОСТ Р 51858 и «Регламентом взаимоотношений [REDACTED] [REDACTED] для

										Лист
										9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

обеспечения безопасного режима работы нефтепровода и ведения учетных операций на [REDACTED] (Рисунок 8).

#### Рисунок - 8. Испытательная лаборатория нефти

Лаборатория обеспечивает выполнение анализов нефти при приеме – сдаточных операциях и других видов анализов, необходимых для осуществления контроля технологического режима, а также для контроля работы автоматизированных средств учета нефти.

Паспорт качества нефти оформляется лаборантами [REDACTED] [REDACTED] в соответствии с требованиями «Инструкции по учету нефти при ее транспортировке» за подписью лаборанта, представителя Получателя и представителя Отправителя. (таблица 4)

Таблица 4

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

## ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№	Наименование показателя	Метод испытаний	Результат испытаний
1.	Температура нефти при условиях измерений объема, °С		
2.	Давление нефти при условиях измерений объема, МПа		
3.	Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерений объема, кг/м <sup>3</sup>		
4.	Плотность нефти при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>		
5.	Плотность нефти при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>		
6.	Массовая доля воды, %		
7.	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> (%)		
8.	Массовая доля механических примесей, %		
9.	Массовая доля серы, %		
10.	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.)		
11.	Выход фракций, %: при температуре до 200°С при температуре до 300°С		
12.	Массовая доля парафина, %		
13.	Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm)		
14.	Массовая доля метил-этилмеркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm)		
15.	Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204°С, млн <sup>-1</sup> (ppm)		

Пункт 3 заполняют по показаниям поточного плотномера (средневзвешенное значение плотности нефти за смену).

Пункты 4 и 5 заполняют по показаниям поточного плотномера (средневзвешенное значение плотности нефти за смену), приведенным к стандартным условиям.

					Расчетная часть	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При отказе поточного плотномера плотность нефти определяют в испытательной лаборатории.

Обозначение нефти по **ГОСТ Р 51858 - 2002.**

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*

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

#### 4. СИКН – ОСНОВНАЯ СХЕМА УЧЕТА СДАЧИ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МАССОВО – ДИНАМИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

СИКН – система измерения количества и показателей качества нефти.

СИКН предназначена для автоматизированного измерения с погрешностью не более 0,25% по массе брутто нефти количества и показателей качества нефти при учетно – расчетных операциях между [REDACTED]

СИКН разработан согласно технических условий [REDACTED] и отдельного задания на проектирование [REDACTED]. (рисунок 9)

Рисунок 9 - [REDACTED] на [REDACTED]»

**4.1. Технологическая схема [REDACTED] и технологический режим перекачки нефти через СИКН**

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

**Технологическая схема СИКН** состоит из трёх основных блоков:

**(приложение 1)**

**1) Блока измерительных линий (БИЛ)**

Блок измерительных линий состоит:

- из входного и выходного коллектора;
- коллектора к ТПУ;
- дренажной системы;

**На измерительных линиях (БИЛ) установлены:** (рисунок 10)

- фильтры;
- Массовый преобразователь расхода «MicroMotion» CMF-300;
- преобразователи температуры;
- преобразователи давления;
- манометры;
- термометры.

Рисунок 10 - Блок измерительных линий (БИЛ)

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

- максимальный расход по ИЛ (т/ч) 160;
- рабочий (поверенный) диапазон расхода т/ч
- рабочая 40,0 – 80,0
- резервная (контрольная) 40,0 – 80,0
- номинальный диапазон температур, °С от+0 до+30.
- погрешность, %
- рабочая  $\pm 0,25\%$
- резервная (контрольная)  $\pm 0,20\%$

**2) Блока контроля качества нефти (БКК).(рисунок 11)**

Рисунок 11 - Блок контроля качества (БКК)

В блоке контроля качества (БКК) установлены:

- поточный плотномер 7835 фирмы «Solartron»;
- влагомер «PhaseDynamics» для контроля наличия воды;

					Расчетная часть	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- преобразователь температуры и термокарман для стеклянного термометра;
- преобразователь давления и манометр;
- автоматические пробоотборники «Стандарт-АЛ» с герметичными контейнерами;

- устройство для ручного отбора точечных проб;
- устройство для определения свободного газа в нефти УОСГ 100;
- фильтры;
- циркуляционные насосы БЭН-949-ОС;
- расходомер МИГ 32Ш-63.

на входном коллекторе установлено устройство пробозаборное щелевого (ЩПУ) типа выдвижное;

на входном и выходном коллекторе установлен индикатор фазового состояния ИФС, которых показывает наличие свободного газа в нефти.

### 3) Трубопоршневая поверочная установка (ТПУ). (рисунок 12)

Технологическая схема блока поверочной установки (приложение 2)

Рисунок 12 - Трубопоршневая установка (ТПУ)

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

ТПУ предназначена для проведения контроля метрологических характеристик массомеров.

**В ТПУ находится:**

- стационарная поверочная установка;
- преобразователи температуры 644Н;
- преобразователь избыточного давления;
- манометр;
- стеклянный ртутный термометр;
- автоматическая система пожаротушения

**4.2. Состав и основные параметры**

**Основные режимы**

режим работы СИКН непрерывный, автоматизированный

режим работы ТПУ периодический, автоматизированный

Состав оборудования представлен в таблице 4.

Таблица 4

**Состав оборудования**

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, обозначение по технологической схеме	Предел допускаемой погрешности	Кол - во
<b>Блок измерительных линий</b>				
1.1	Измерительные линии: - рабочая - резервная (контрольная)	Ду80 мм	0,25% 0,20%	1 шт. 1 шт.
1.2	Входной коллектор	Ду 150 мм		1 шт.
1.3	Выходной коллектор	Ду 150 мм		1 шт.

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, обозначение по технологической схеме	Предел допускаемой погрешности	Кол - во
1.4	Комплект шаровых кранов, с ручным приводом	Ду 100 мм		По схеме
1.5	Фильтры Plenty оснащенные датчиком перепада давления Метран 100 Ех ДД модели 1442, воздушным и дренажным вентилями.	Ду 100 мм Ру 8,0 МПа диапазон измерений 0-630 кПа	±0,25%	2 шт.
1.6	Массовый преобразователь расхода «MicroMotion»	CMF-300 MP 1	±0,20% Конт рольный	1 шт.
1.7	Массовый преобразователь расхода «MicroMotion»	CMF-300 MP 2	±0,25%	1 шт.
1.8	Преобразователи давления	3051 TG«EMERS ON»	±0,5%	2шт.
1.9	Манометр МТИ-1246	0-10МПа	Кт 0,6	5шт.
1.10	Стеклянный ртутный термометр	ТЛ-4 №2, цена деления 0,1 <sup>0</sup> С	±0,2 <sup>0</sup> С	2шт.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9



№ п/п	Наименование оборудования	Тип, обозначение по технологической схеме	Предел допускаемой погрешности	Кол - во
2.3	Преобразователь плотности «Solartron 7835 В»ANSI 600 RF	диапазон измерений 650-1100 кг/м <sup>3</sup>	±0,3кг/м <sup>3</sup>	1 шт.
2.4	Влагомер нефти поточный «PhaseDynamics»	Ду 50, Ру 6,3 МПа, диапазон измерений 0-4,0% максимальный расход 2,2м <sup>3</sup> /ч	±0,07%	1 шт.
2.5	Счетчик жидкости МИГ-32Ш-63	Ду 32, Ру 6,3 МПа, Сч1 расход 0,6-8,0 м <sup>3</sup> /ч	±2,5%	1 шт.
2.6	Бак промывочной жидкости	вместимость 0,04 м <sup>3</sup>		1 шт.
2.7	Для регулирования расхода во время поверки массовых расходомеров по ТПУ установлен ручной кран регулятор	Ду 100; Ру 6,3 МПа		1 шт.
2.8	Шестеренчатый насос НМШ 5-25-4,046-10БИК	Q4м <sup>3</sup> /ч, Р 0,4 МПа		1 шт.

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, обозначение по технологической схеме	Предел допускаемой погрешности	Кол - во
2.9	Автоматический пробоотборник «Стандарт-АЛ-50» с герметичными контейнерами	Ду 50, Ру 6,3 МПа		2шт.
2.10	Ручной пробоотборник с диспергатором	Ду 50, Ру 6,3 МПа		2шт.
2.11	Комплект шаровых кранов, с ручным приводом	Ду 50, Ру 6,3МПа		По схеме
2.12	Индикатор фазового состояния	1D-700	±30%	1шт.
2.13	УОСГ-100 СКП	предел измерений 0.1% - 10%	±0,2	1шт.
2.14	Электронасос БЭН-949-ОС фирмы «Молдавгидромаш»			2шт.
2.15	Задвижки, спускные и дренажные вентили, фильтры на входе циркуляционного насоса			По схеме
<b>Узел регулирования давления</b>				

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, обозначение по технологической схеме	Предел допускаемой погрешности	Кол - во
3.1	Клапан регулирующий РК-Э501 ХЛ 100 40Л УХЛ1 с электроприводом «ГУСАР» с блоком управления Эра 10	Ду 100; Ру 6,3 МПа		1 шт.
3.2	Задвижки	Ду 200; Ру 6,3 МПа		По схеме
<b>Системы автоматизации, управления, обработки информации</b>				
4.1	Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03»		по массе нетто ±0,05%	1 к-т.
4.2	Компьютер «ОСТАГОН»			1 шт.
4.3	Принтер отчетов			1 шт.
4.4	АРМ оператора			1 шт.
4.5	Принтер аварийных отчетов			1 шт.
<b>Блок поверочной установки</b>				
5.1	Стационарная поверочная трубопоршневая установка	«Прuver С-100-6,3-0,05» 10-100 м <sup>3</sup> /ч	±0,05%	1 шт.

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, обозначение по технологической схеме	Предел допускаемой погрешности	Кол - во
5.2	Преобразователи температуры 644Н	фирмы «Emerson» диапазон измерений 0-100 <sup>0</sup> С	±0,2 <sup>0</sup> С	2шт.
5.3	Преобразователь избыточного давления	3051TG«Emerson»	±0,25%	2шт.
5.4	Манометр МТИ-1246	диапазон измерений 0-10МПа	К.т. 0,6	2шт.
5.5	Термометр стеклянный ртутный	ТЛ-4 цена деления 0,1 <sup>0</sup> С диапазон измерений 0-55 <sup>0</sup> С	±0,2 <sup>0</sup> С	2шт.
<b>Узел подключения передвижной ТПУ</b>				
6.1	Преобразователи температуры модели 644ЕН	фирмы «Emerson» диапазон измерений 0-100 <sup>0</sup> С	±0,2 <sup>0</sup> С	2шт.
6.2	Преобразователь избыточного давления Метран-100-Ех-ДИ-1161	диапазон измерений 0-10 МПа	±0,25%	2шт.
6.3	Манометр МТИ-1246	диапазон измерений 0-10 МПа	К.т. 0,6	1шт.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, обозначение по технологической схеме	Предел допускаемой погрешности	Кол - во
6.4	Термометр ртутный стеклянный	ТЛ-4 №2 цена деления 0,1 <sup>0</sup> С диапазон измерений 0-55 <sup>0</sup> С	±0,2 <sup>0</sup> С	1 шт.
6.5	Шаровой кран с контролем протечек	Ду 100 Ру 6,3 МПа		По схеме

#### 4.3. Порядок включения СИКН в эксплуатацию.

Операторы [REDACTED] и [REDACTED]

[REDACTED] перед началом работы на СИКН обязаны выполнять следующие требования:

- перед началом смены произвести осмотр рабочего места;
- проверить состояние технологического процесса, работу оборудования, его герметичность, исправность электрооборудования, канализационных сооружений;
- наличие и исправность противопожарного оборудования. В случае обнаружения неполадок, угрожающих безопасности, принять меры к их немедленному устранению;
- вести технологический режим в соответствии с разделом технологического регламента «Нормы технологического режима работы СИКН»;
- соблюдать правила безопасности согласно «Инструкции по безопасности труда для товарных операторов»;
- не допускать резких изменений давления в трубопроводах во избежание их разгерметизации;
- при обнаружении пропуска нефти неисправный участок отключить и принять меры по устранению пропуска, уборке нефти;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

- не допускать переполнения емкостного оборудования;
- при нарушении технологического режима принять меры по устранению нарушений.

Руководство [REDACTED] обеспечивает работающий на [REDACTED] персонал [REDACTED] [REDACTED] рабочими местами и проводит им вводный, повторный и внеплановый инструктаж с записью в журнал инструктажей. Площадка СИКН должна содержаться в чистоте. Нельзя размещать на ней горючие материалы и предметы.

Оператор [REDACTED] в присутствии оператора [REDACTED] после получения разрешения руководства [REDACTED] и согласования с диспетчером [REDACTED] производит заполнение трубопроводов и оборудования СИКН.

После полученных разрешений на откачку операторы [REDACTED] [REDACTED] подготавливают основную схему сдачи.

Оператор [REDACTED] открывает входную задвижку, заполнение измерительной системы должно производиться медленно, чтобы не повредить внутренний механизм расходомера при этом выходная задвижка на СИКН должна быть открыта.

Оператор [REDACTED] после получения разрешения руководства и получения ТФ о разрешении откачки нефти через СИКН от товарного оператора [REDACTED] производит запуск насоса.

Открывает задвижку на прием насоса внешней перекачки [REDACTED] ЦНС-3 (ЦНС-4) включают насос и по достижении необходимого давления открывает задвижку на выкиде насоса [REDACTED]

Включает автоматический пробоотборник в работу, для этого устанавливает накопительный контейнер. Контейнер готовят заранее и пломбируют пломбой [REDACTED]

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9



На раскачку емкости и возврат нефти составляется совместный акт, подписанный представителем [REDACTED]

#### 4.4. Способ и периодичность отбора проб нефти

Отбор проб для определения качественных параметров нефти производится через щелевое пробозаборное устройство автоматическим пробоотборником, установленным в блоке контроля качества (БКК), посменно с 0<sup>00</sup> до 12<sup>00</sup> часов и с 12<sup>00</sup> до 24<sup>00</sup> часов (время московское) или по партиям нефти.

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

Периодичность отбора проб и определение параметров качества нефти, устанавливается в соответствии с [REDACTED] «Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения».

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

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

Для определения массовой доли механических примесей, парафинов, органических хлоридов формируются накопительные пробы из среднесменных объединенных проб, отобранных за период между измерениями (в течение 10 дней).

Определение содержания сероводорода, суммы меркаптанов, фракционного состава проводится один раз в декаду в индивидуальных точечных пробах.

Замену контейнера с объединенной пробой производят на 12<sup>00</sup> и 24<sup>00</sup> московского времени ежесуточно или по окончании партии. Представители

					Расчетная часть	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сдающей стороны производят снятие и установку накопительных емкостей автоматического пробоотборника.

В случае выхода из строя автоматических пробоотборников, отбор пробы производится из ручного пробоотборника каждый час по 300мл для формирования среднесменной пробы.

Перед проведением испытаний, каждая среднесменная объединенная проба тщательно перемешивается лаборантами путем встряхивания закрытого сосуда (бачка) с пробой и из каждой среднесменной объединенной пробы отливается по 700-800 мл нефти для формирования арбитражной пробы, а также не менее 20 мл нефти для формирования объединенных накопительных проб.

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

Арбитражные пробы хранятся 15 дней в испытательной лаборатории [REDACTED] [REDACTED] в сейфе, ключ от которого находится у товарного оператора [REDACTED] [REDACTED] помещении, в котором установлен сейф закрывается ключом, который находится у лаборанта [REDACTED] [REDACTED]

Анализ арбитражных проб осуществляется по согласованию сторон. Результат анализа арбитражной пробы является окончательным и не подлежит оспариванию.

Нейтральная лаборатория для анализа арбитражной пробы – лаборатория Института химии нефти [REDACTED].

#### 4.5. Виды и периодичность проведения испытаний

Товарный оператор [REDACTED] совместно с товарным оператором [REDACTED] производят смену контейнера автоматического пробоотборника в БКК, снятие показаний давления и температуры с управляющего

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

компьютера «Аметист». При отказе автоматического пробоотборника, отбор проб производят вручную методом затопленной струи.

Не реже одного раза в месяц (или по требованию одной из сторон) определяют содержание свободного газа в нефти в соответствии с графиком, утвержденным руководителями [REDACTED]

[REDACTED] Результат измерений содержания свободного газа распространяют на весь период с момента обнаружения до его следующего определения.

Лаборатория обеспечивает выполнение следующих испытаний при приемосдаточных операциях:

- при выходе из строя поточного плотномера плотность определяется по среднесменной проб по ГОСТ 3900-85 и МИ 2153 с учетом систематической погрешности метода и с последующим приведением к температуре 15 и 20<sup>0</sup>С и к условиям сдачи по температуре и давлению и вычислением среднесменных значений согласно требованиям ГОСТ Р 8.595

- определение массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 в объединенной среднесменной пробе;

- определение массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 в объединенной среднесменной пробе;

- определение массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 один раз в декаду в накопительной объединенной пробе.

- определение кинематической вязкости нефти проводится по ГОСТ 33-00 в индивидуальных точечных пробах один раз в декаду;

- определение давления насыщенных паров проводится по ГОСТ 1756-00 в индивидуальных точечных пробах ежемесячно;

- определение массовой доли серы определяется по ГОСТ 1437-75 в объединенной среднесменной пробе;

- выход фракций при температуре 200<sup>0</sup>С и при температуре 300<sup>0</sup>С определяется по ГОСТ 2177-99 один раз в декаду в индивидуальной точечной пробе;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

- определение массовой доли парафинов по ГОСТ 11851-85 один раз в декаду в накопительной объединенной пробе.

- определение массовой доли органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204<sup>0</sup>С проводится по ГОСТ Р 52247 один раз в декаду в накопительной объединенной пробе.

- определение массовой доли сероводорода и массовой доли метил- и этил меркаптанов в сумме проводится по ГОСТ Р 50802 один раз в декаду в индивидуальной точечной пробе.

Внутренний лабораторный контроль производится по МИ 2335-95 «Внутренний контроль качества результатов количественного химического анализа» согласно утвержденного графика.

#### **4.6. Перечень контролируемых параметров, порядок и периодичность их контроля.**

##### **4.6.1. Расход нефти через измерительные линии**

Расход нефти должен находиться в пределах рабочего диапазона массомера с отклонением не более  $\pm 0,20\%$ . При работе ГДМ№1 или ГДМ№2 регулирование расхода по ИЛ производится с помощью частотного преобразователя установленного в щите операторной ПСП.

Показания преобразователей массового расхода по количеству перекачиваемой через измерительные линии нефти в массовых единицах контролируется постоянно. Данные по массе сданной нефти фиксируются в АРМ оператора «Аметист» через каждые 2 часа в четные часы московского времени, регистрируются в «журнале регистрации показаний средств измерений». Кроме того, данные по количеству перекачанной нефти записываются в «журнал регистрации показаний средств измерений» [REDACTED]

					Расчетная часть	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

#### 4.6.2. Расход нефти через БКК.

Расход нефти через БКК должен обеспечить:

- 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 БКК.

Расход нефти в БКК контролируется по расходомеру МИГ 32 Ш-63 на экране монитора и должен находиться в пределах значений.

Расход нефти через БКК регистрируется в суточном листе товарного оператора через каждые 2 часа в четные часы московского времени.

Поддержание требуемого расхода осуществляется с помощью регулирования задвижки. В случае отклонений хотя бы одного из параметров технологического режима от установившихся значений на экране мониторов срабатывает звуковая и световая сигнализация.

#### 4.6.3. Давление нефти в выкидном коллекторе и измерительных линиях

Давление нефти в БКК – контролируется по управляющему компьютеру «Аметист» (или по манометру, установленному на измерительной линии) и регистрируется в журнале регистраций показаний средств измерений через каждые два часа в четные часы московского времени, а также перед каждой остановкой и после возобновления сдачи – приема нефти по СИКН.

#### 4.6.4. Перепад давления на фильтрах

Перепад давления на фильтрах не должен превышать значений установленных в технологических картах и прописаны в паспортах завода изготовителя.

Чистку фильтров проводят согласно утвержденного Графика с оформлением двухстороннего акта. Один акт находится у начальника [REDACTED]

[REDACTED] а второй у представителей [REDACTED]  
[REDACTED]

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

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 товарного оператора через каждые 2 часа в четные часы московского времени.

#### **4.6.5. Температура нефти**

Температура нефти постоянно определяется преобразователями температуры в БКК, на рабочей и резервной измерительных линиях, а также контролируется с помощью ртутных термометров типа ТЛ-4. Разность показаний преобразователей температуры и ртутных термометров не должна превышать 0,4 °С. Температура нефти по ИЛ не должна превышать 30°С. При превышении +30°С нефть является не кондиционной и откачка должна быть остановлена.

Температура нефти по ИЛ – контролируется по управляющему компьютеру «Аметист» (или по термометрам) и регистрируется в журнале регистраций показаний средств измерений через каждые два часа в четные часы московского времени, а также перед каждой остановкой и после возобновления сдачи – приема нефти по СИКН. Если разность температур по датчику температуры и термометру превышает +/- 0,4°С проверяется термометр. При исправном термометре передается заявка в ПК «Помощь» для устранения неисправности датчика температуры и данные по температуре заносятся вручную по показаниям термометра.

#### **4.6.6. Плотность нефти**

Плотность нефти при товарно-коммерческих операциях определяется постоянно поточным плотномером. Плотность нефти измеряется поточным преобразователем плотности в БКК; и 1 раз в 10 дней проводится контроль метрологических характеристик преобразователя плотности сличением результата его измерений с результатом измерения плотности нефти ареометром.

#### **4.6.7. Массовая доля воды в нефти**

Массовая доля воды в товарной нефти контролируется поточным влагомером «PhaseDynamics». Значения массовой доли воды фиксируются в «журнале

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

регистрации показаний средств измерений ██████████ каждые 2 часа. Содержания массовой доли в нефти не должно превышать 0,50%, далее нефть считается некондиционной.

Расчет массы нетто нефти за смену производится по результатам лабораторного анализа по среднесменной объединенной пробе.

#### **4.6.8. Контроль фазового состояния потока нефти**

Контроль за наличием свободного газа в нефти осуществляется индикатором фазового состояния (ИФС 1В-700).

При срабатывании одного из ИФС, откачку приостанавливают до устранения причин появления свободного газа в нефти.

Для устранения причин попадания свободного газа в нефть, принимаются следующие меры:

- внеочередная проверка работоспособности ИФС согласно инструкции по эксплуатации в присутствии представителей ██████████

- проведение лабораторных анализов на давление насыщенных паров.
- проверка работоспособности дыхательных клапанов в РВС, участвующих в технологической схеме подготовки товарной нефти.

После восстановления товарных характеристик нефти, поступающей на СИКН, по согласованию с ██████████ откачка возобновляется, после письменного подтверждения сдающей стороны об отсутствии в нефти свободного газа и гарантированием качества нефти.

Определение содержания наличия свободного газа в нефти проводится в соответствии с утвержденным графиком «График замера содержания свободного газа в нефти», устройством УОСГ 100 СКП (устройство определения содержания свободного газа в нефти).

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9



Рисунок – 13. Конвертация информации с сенсора в стандартные выходные сигналы.

Измеряемая среда, поступающая в сенсор, разделяется на равные половины, протекающие через каждую из сенсорных трубок. Движение задающей катушки (рисунок 14) приводит к тому, что трубки колеблются вверх-вниз в противоположном направлении друг к другу.

Сборки магнитов и катушек соленоидов, называемые детекторами, установлены на сенсорных трубках (рисунок 14). Катушки смонтированы на одной трубке, магниты на другой. Каждая катушка движется внутри однородного магнитного поля постоянного магнита. Сгенерированное напряжение от каждой катушки детектора имеет форму синусоидальной волны. Эти сигналы представляют собой движение одной трубки относительно другой. (рисунок 14). В результате изгиба сенсорных трубок на детекторах генерируются сигналы, не совпадающие по фазе, так как сигнал с входного детектора запаздывает по отношению к сигналу с выходного детектора.

Разница во времени между сигналами ( $\Delta T$ ) измеряется в микросекундах и прямо пропорциональна массовому расходу. Чем больше  $\Delta T$ , тем больше массовый расход.

Сигнал с сенсора прибора передается на вторичную аппаратуру, которая преобразует разницу  $\Delta T$  в показатель текущего расхода (тонн в час) и нарастающую массу (тонн).

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

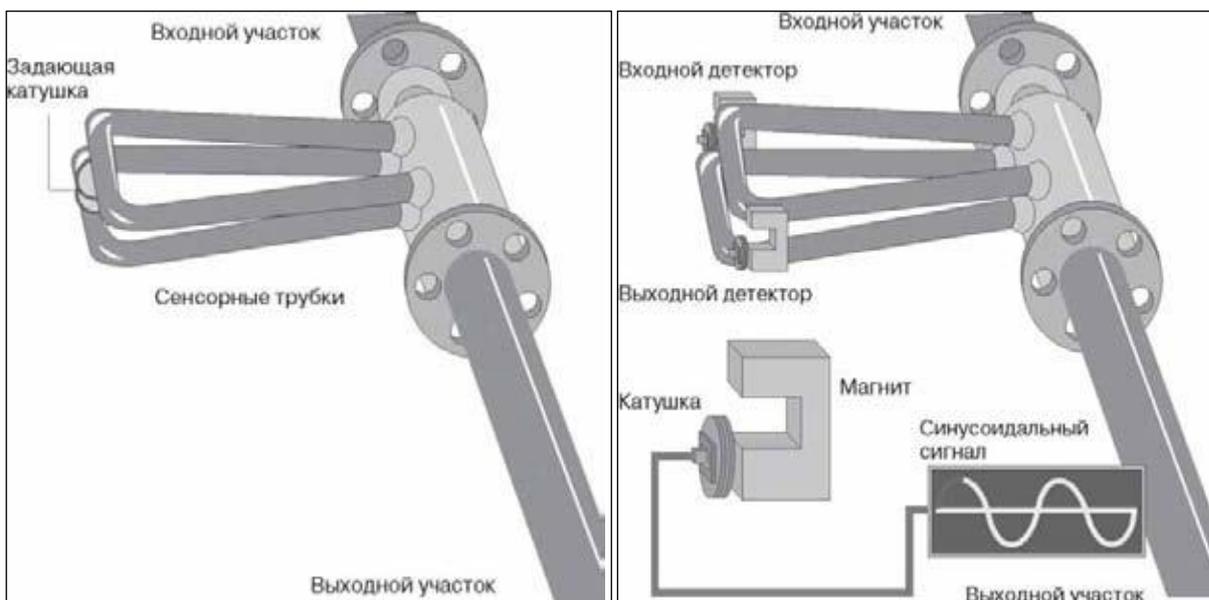


Рисунок 14. Движение задающей катушки

**Перечень ситуаций, при которых СИКН должен быть отключен и осуществлен переход на резервную схему учета нефти:**

- отказ измерительной и 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 проверки средств измерений.
- реконструкции и проведения плановых работ по обслуживанию, связанных с остановкой СИКН, по согласованию с [REDACTED]
- отключение электроэнергии СИКН (при отсутствии резервного электроснабжения);
- наличие утечек нефти через задвижки находящихся на байпасном трубопроводе СИКН;
- аварийных ситуациях, при которых эксплуатация СИКН невозможна: пожар, загазованность и т.д.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## 7. Социальная ответственность

### 7.1. Производственная безопасность [REDACTED]» месторождения.

Требования безопасности при выполнении технологических операций.

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

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

- Ежедневное наблюдение и контроль за плотностью фланцевых соединений,

герметичностью оборудования и арматуры, установленной на нефтепроводах.

- Открывать или закрывать задвижки следует плавно, без применения рычагов. Запорные устройства, установленные на технологических трубопроводах должны иметь указатель состояния (Открыто и Закрыто);

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

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

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

- На территории резервуарного парка при обслуживании необходимо осуществлять контроль воздушной среды на расстоянии 10-12 м от наполняемого резервуара и у обвалования с подветренной стороны. Замер концентраций паров должен проводиться в соответствии с утвержденным графиком.

- Должен быть установлен постоянный контроль за исправностью лестниц, ограждающих конструкций резервуаров. Запрещается загромождать лестницу и крышу резервуара посторонними предметами и снятыми деталями оборудования.

- При эксплуатации резервуаров и резервуарного оборудования, измерении уровня и отборе проб обслуживающий персонал должен иметь одежду и обувь, изготовленные из материалов, не накапливающих статическое электричество, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.124. Обувь не должна иметь металлических накладок и гвоздей.

- При ручном отборе проб и замере уровня нефти, при спуске подтоварной воды, открытии замерных и других люков обслуживающий персонал должен находиться с наветренной стороны (стоять боком к ветру). При работе с открытыми люками последние должны быть закрыты предохранительными решетками. При необходимости находиться с подветренной стороны персонал должен пользоваться противогазом. Запрещается без противогаза заглядывать в открытый люк или низко наклоняться к его горловине во избежание отравления выделяющимися вредными парами и газами.

- Запрещается проводить измерения уровня нефти и отбор проб вручную, а также осмотр резервуарного оборудования во время грозы. При гололеде должны быть приняты дополнительные меры безопасности.

- Осуществлять контроль за предохранительными клапанами: продувку следует проводить ежедневно и только в дневное время. В зимнее время необходимо участить продувку.

- Корпусы насосов, перекачивающих нефть, должны быть заземлены независимо от заземления электродвигателей, находящихся на одной раме с насосами.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

- Пускать в работу и эксплуатировать центробежные насосы при отсутствии ограждения на муфте сцепления их с двигателем запрещается.

- В насосных установках на трубопроводах должно быть указано направление движения потоков, а на двигателях - направление вращения ротора.

Перед пуском центробежного насоса необходимо убедиться в легкости проворачивания его вала от руки.

- Во время эксплуатации насосов необходимо контролировать параметры электрической сети, проверять нагрев подшипников, не допуская их нагрева выше допустимого. Повышенный шум и вибрация, появление течей характеризуют ненормальную работу насоса. В этом случае необходимо остановить насос, удалить перекачиваемую жидкость и устранить неисправность.

- В зимнее время для обеспечения безопасной эксплуатации пункта сдачи нефти необходимо предотвращать замерзание, застывание продуктов.

- Необходимо постоянно следить за состоянием дренажных трубопроводов. Размораживать замерзшие участки необходимо осуществлять паром, горячей водой. Разогрев образовавшейся пробки без отключения трубопровода от общей системы не разрешается.

### 7.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации ██████████ месторождения.

#### Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха (°C); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение (Вт/м<sup>2</sup>) и тепловая нагрузка среды (°C). Эти параметры, вместе или отдельно, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия изменяются сезонно и посуточно. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

неосмотрительность, при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

Рабочему важно обеспечить надежную защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Летом - роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы и средства защиты от насекомых. Зимой - шапка - ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

### **Повышенная запыленность 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 [1]. Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

### **Повреждения в результате контакта с насекомыми**

В летний и осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят укусы, также многие насекомые переносят различные вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли, спреи и мази от насекомых.

### **Превышение уровней шума**

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы, эцн, шгн и автотранспорт.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [2]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука.

Рабочие места Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА31,5631252505001000200040008000 Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий 107958782787573716980

Для уменьшения шума необходимо устанавливать звукопоглощающие кожухи, применять противозумные подшипники, глушители, вовремя смазывать трущиеся поверхности, а также использовать средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши.

Наиболее эффективными средствами борьбы с шумом являются звукоизолирующие устройства, применяемые для полной изоляции источника от окружающей среды. На пути распространения звуковых волн создается препятствие, обладающее достаточной инерцией для возбуждения в нем колебаний. Так как инерционные свойства преграды увеличиваются с увеличением веса единицы поверхности, то звукоизолирующие конструкции должны быть тяжелыми, выполненными из плотных материалов.

### **Превышение уровней вибрация**

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

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0/28 мм.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 [3] приведены в таблице 5.2.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

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.

Наибольший эффект дают конструктивные и технологические мероприятия. К ним относятся: совершенствование кинематических схем; изыскание наилучших конструктивных форм для безударного взаимодействия деталей и плавного обтекания их воздушными потоками; изменение жесткости или массы для уменьшения амплитуды колебаний и устранения резонансных явлений; применение материалов, обладающих способностью поглощать колебательную энергию; уменьшение зазоров; повышение точности центровки и балансировки для снижения динамических нагрузок; использование прокладочных материалов, затрудняющих передачу колебаний от одних деталей к другим, и т. п.

Вид вибрации Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц 12481631,5631252505001000  
Технологическая-1089993929292----Локальная вибрация---  
115109109109109109109109

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.

### 7.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации [REDACTED] месторождения.

Технологические процессы приема и сдачи нефти на объекте по характеру свойств веществ, обрабатываемых на производстве, относятся к взрывопожароопасным.

Основные опасности производства обусловлены:

- наличием легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров, токсичностью продуктов и их паров;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

- наличием в котельной источника открытого огня и нагретых поверхностей, способных вызвать ожог;
- возможной разгерметизацией трубопроводов или оборудования, что может вызвать отравление парами углеводородов, а также привести к взрыву и пожару;
- наличием электрооборудования, что может вызвать поражение электрическим током и возможность возникновения пожара в случае повреждении изоляции;
- наличием нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов, что может вызвать ожоги;
- несоблюдением правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов, что может стать причиной пожара;
- возможностью попадания жидких нефтепродуктов на кожные покровы при несоблюдении правил обращения с ними, что может привести к отравлениям и дерматологическим заболеваниям;
- возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти друг о друга или со стенкой трубы (оборудования).

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

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

-оборудование ПСН в основном размещено на открытых технологических площадках, что обеспечивает более безопасные условия эксплуатации за счет лучшего проветривания;

-на сосудах предусмотрена установка приборов КИПиА, с выводом светозвуковой сигнализации необходимых параметров в операторную;

-управление процессом производства осуществляется из операторной, расположенной в отапливаемом помещении. Все параметры ведения процесса контролируются оператором с автоматической регистрацией отдельных параметров и регулируются с пульта управления операторной или по месту;

-для обслуживания оборудования и арматуры предусмотрены обслуживающие площадки;

-для контроля загазованности на площадке ПСН установлены датчики контроля НКПР горючих газов. Газоанализаторы обеспечивают подачу светозвукового сигнала при концентрации горючих газов: для помещений – 10% от НКПР (с включением вытяжной вентиляции) и для открытых площадок 20% от НКПР. Отключение вентиляции и сигнала при снижении концентрации паров ниже 10% от НКПР с выдержкой времени 15 мин. Сигналы подаются на щит в операторную и по месту;

-горячие поверхности оборудования и трубопроводов теплоизолированы, температура на поверхности не превышает 45°C;

-для защиты от электростатического электричества предусмотрено заземление эстакад трубопроводов и подсоединение металлической аппаратуры к заземляющему контуру.

Для обеспечения безопасной работы трубопроводов и снижения доли риска возникновения аварийных ситуаций обслуживающий персонал обязан:

- следить за своевременным проведением ревизий, при которых проверяется состояние трубопроводов, их элементов и деталей;
- проводить диагностику технического состояния трубопроводов;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

- заниматься отбраковками трубы и деталей трубопровода после ревизии трубопровода, если толщина стенки под действием коррозии значительно уменьшилась;

- проводить периодические гидравлические испытания на прочность и плотность;

- следить за своевременным проведением ремонтных работ на трубопроводах и запорной арматуре, а также приборов КИПиА;

Правильный выбор исходных материалов, категорирование трубопроводов, соблюдение всех требований строительства являются необходимыми составляющими долговечной и безопасной работы промышленных трубопроводов.

## 7.2. Экологическая безопасность.

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

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

Учету подлежат все отходы.

При эксплуатации объекта ПСН образуются следующие виды опасных отходов:

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

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

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

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

- Лом черных металлов на месторождении - это результат списания оборудования, капитального и текущего ремонта трубопроводов. По мере накопления вывозятся на [REDACTED]

- Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) образуется в результате производственной деятельности персонала в офисных помещениях месторождений. По мере накопления вывозятся на [REDACTED]».

- Ртутные термометры отработанные и брак образуются в результате эксплуатации ртутных термометров в ИЛН. По мере накопления вывозятся на полигон токсичных отходов г [REDACTED]».

- Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак образуются в результате замены пришедших в негодность ламп системы освещения помещений и промплощадки. По мере накопления вывозятся на полигон токсичных отходов г [REDACTED]».

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

При эксплуатации оборудования ПСН источниками выбросов загрязняющих веществ будут являться:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

- котельная;
- резервная дизельная электростанция;
- насосная (НВО) и камера приема поточных средств;
- резервуары с нефтью;
- дренажные емкости;
- резервуар с дизтопливом для ДЭС;
- сварочный пост;
- фланцевые соединения и ЗРА;

Источником теплоснабжения является индивидуальная котельная теплопроизводительностью 1000 Гк/час. В качестве топлива используется нефть. При сжигании топлива в атмосферу через трубу выбрасываются оксид углерода, оксид азота, диоксид азота, сернистый ангидрид, сажа, мазутная зола, бенз(а)пирен.

- В резервуарном парке имеются три резервуара для хранения нефти РВС-1000. Резервуары являются неорганизованным источником выбросов предельных углеводородов (C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>, C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>), бензола, толуола и ксилола.

При работе резервной дизельной электростанции при сжигании дизельного топлива через трубу в атмосферный воздух выбрасываются оксид углерода, предельные углеводороды (по керосину), сажа, диоксид азота, сернистый ангидрид, формальдегид и бенз(а)пирен.

- Дизельное топливо для ДЭС хранится в емкости для хранения дизельного топлива. Емкость является неорганизованным источником выбросов предельных углеводородов C<sub>12</sub>-C<sub>19</sub> и сероводорода.

- При работе сварочным агрегатом в атмосферу поступают: марганец и его соединения, оксид железа, фтористый водород, оксид углерода, диоксид азота и пыль неорганическая, содержащая SiO<sub>2</sub> (20-70%).

- Насосная внешней и внутренней перекачки нефти.

- ЗРА и фланцевые соединения на нефтепроводе и технологических трубопроводах являются источниками выделения предельных углеводородов C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>.

					Расчетная часть	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для обеспечения безаварийной работы предприятия, обеспечения минимально возможного выделения загрязняющих веществ в атмосферу предусмотрен следующий комплекс технических решений:

1. Технологическая схема герметизирована.
2. Конструкция уплотнений, материалы прокладок фланцевых соединений оборудования и трубопроводов обеспечивают необходимую степень герметичности разъемных соединений.
3. Герметичность запорной аппаратуры принята класса А.
4. Надежность и герметичность конструкции оборудования и трубопроводов обеспечивается за счет необходимого запаса его прочности и коррозионной стойкости, обеспечиваемого применением соответствующего материального оформления с учетом возможных неблагоприятных режимов работы.

Освобождение оборудования и трубопроводов от остатков нефти предусмотрено в закрытые дренажные емкости.

Таблица 14.

**Твердые, жидкие и газообразные отходы**

№ п/п	Наименование отхода	Куда складывается, транспорт	Периодичность образования	Метод и место захоронения, утилизации	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Нефтяной шлам		Периодически при проведении зачистных работ и подготовке оборуд. к ремонту	Сдача на переработку в шламовый накопитель	Направляется в переработку в период проведения работ по обслуживанию оборудования, на площадке ПСН не хранится.
2	Мусор от бытовых помещений		По мере накопления	Направляется на [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]	
3	Лом черных металлов несортированный		По мере накопления	[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]	[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]



№ п/п	Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам, г/с, т/год		Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания (ПДК, т/год)	Примечание
1	2	3		4	5	6	7
<i>Период эксплуатации</i>							
1.	Азот (IV) оксид (Азотадиоксид)	0,325	1,122	Рассеивание в атмосфере. (Контроль за неисправностью оборудования, геометричностью соединений муфт, патрубков для слива нефти, фланцевых соединений и ЗРА оборудования).	Постоянно	1,122	
2.	Азот (II) оксид (Азотаоксид)	0,053	0,182			0,182	
3.	Углерод (Сажа)	0,048	0,294			0,294	
4.	Сердиоксид (Ангидридсернистый)	0,397	3,008			3,008	
5.	Углеродаоксид	0,318	1,361			1,361	
6.	Смесь углеводородов предельных (C1-C5)	13,641	201,565			201,565	
7.	Смесь углеводородов предельных (C6-C10)	5,045	74,550			74,550	
8.	Бензол	0,066	0,974			0,974	
9.	Диметилбензол (Ксилол) (смесь о-м, п-изомеров)	0,032	0,473			0,473	
10.	Метилбензол (Толуол)	0,041	0,612			0,612	
11.	Бенз(а)пирен	0,00000043	0,00000146			0,00000146	
12.	Формальдегид	0,003	0,003			0,003	
13.	Керосин	0,08	0,078			0,078	
14.	Мазутная зола (в пересчете на ванадий)	0,005	0,048			0,048	

### 7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

#### Способы обезвреживания и нейтрализации нефти при разливах и авариях.

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

В случае развития аварии по наиболее неблагоприятному сценарию (разгерметизация резервуара нефти РВС-1000) в окружающую среду (в обвалование резервуарного парка) может поступить ~1000 м<sup>3</sup> нефти, см. «План ликвидации возможных аварий».

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

В случае разлива нефти на почву необходимо провести ряд мероприятий. Исходя из опыта ликвидации последствий аварий на объектах нефтяной промышленности, рекомендуется следующая схема очистки загрязненных земель:

- сооружение земляного амбара в пониженном месте по отношению к месту разлива для сбора нефти;
- прокладка к земляному амбару нефтесборных канав;
- смыв переносными гидромониторами нефти с почвы и растительности в нефтесборные канавы;
- после отстоя сбор обводненной нефти, топлива с поверхности воды земляного амбара и нефтесборных канав нефтесборщиками (вакуумные на вездеходном шасси типа КО-118 «УНС-002» фирмы «Инбайс» производства РФ) в передвижную емкость с передачей в технологию [REDACTED];
- засыпка амбара и канав.

Для предотвращения попадания нефти в грунт внутри обвалования резервуаров предусмотрен противofильтрационный, глиняный экран глубиной

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

0,8м. Сбор пролитой нефти, топлива осуществляется откачкой в автоцистерну, утилизация – путем возвращения в технологический процесс подготовки нефти.

### **Средства защиты работающих.**

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

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

Персонал ПСН должен быть обеспечен индивидуальными средствами защиты органов дыхания следующего типа:

- фильтрующий противогаз с коробкой марки БКФ;
- шланговые изолирующие дыхательные аппараты типа ПШ-1 и ПШ-2.

Шланговые противогазы применяются при проведении работ в емкостях, колодцах, а также в условиях загазованности.

Для безопасного проведения работ на высоте применяются спасательные пояса (по ТУ 17 РСФСР 18-4662-79).

Для работы с электросиловыми установками применяются диэлектрические перчатки по ТУ 08-106.359-79, боты по ГОСТ 13.385-78, оборудование и инструмент, соответствующие требованиям электробезопасности.

Также персонал обеспечивается касками защитными, подшлемниками под каску и другими средствами защиты.

Кроме индивидуальных средств защиты предусматриваются коллективные средства защиты работающих при возможных возгораниях.

					Расчетная часть	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Средства пожаротушения при возможных загораниях на ПСН.

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

Силы и средства пожаротушения ПСН включает в себя:

- добровольная пожарная команда в количестве 5 человек;
- опорный пункт пожаротушения с пожарными мотопомпами «ГЕЙЗЕР-1600» в количестве – 4 шт.;
- резервуары (РВС-400) для воды по 400 м<sup>3</sup> - 2 шт, (объем воды в резервуарах противопожарного запаса воды определен по проекту);
- кольцевые сети противопожарного водопровода с надземными гидрантами;
- кольцевые сети растворопровода с камерами;
- полустационарное неавтоматическое охлаждение резервуаров, состоящее из горизонтального секционного кольца орошения, размещаемого в верхнем поясе стенок резервуаров, сухих стояков и горизонтальных трубопроводов, выведенные за пределы обвалования с подключением через соединительные головки к раствору пенообразователя (воде) через пожарную мотопомпу «ГЕЙЗЕР-1600» ;
- полустационарная неавтоматическая система пожаротушения представляет собой, подачу пены в горящий резервуар по двум вводам в стационарно установленные пеногенераторы ГПС-600 и трубопроводы – сухотрубы, выведенные за пределы обвалования с подключением через соединительные головки к раствору пенообразователя через пожарную мотопомпу «ГЕЙЗЕР-1600»

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

Тушение возможного пожара пеной и водой на ПСН предусматривается с помощью передвижных средств (мотопомп «ГЕЙЗЕР-1600», Q=13,3 л/с, H=80 м).

Подача раствора пенообразователя выполняется передвижными средствами с помощью мотопомп «ГЕЙЗЕР-1600» (Q=13,3 л/с, H=80 м).

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

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

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

На площадках устанавливаются пожарные щиты, оснащенные первичными средствами пожаротушения. Согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации, тип пожарного щита для тушения пожара на технологических площадках – ЩП-В, на электро - установках – ЩП-Е, а также на ПСН установлены – ЩП-А.

#### **7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:**

1. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
2. ГОСТ 12.0.003-74\* ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы».
3. ГОСТ Р 12.4.026-2001 Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
4. СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».
5. СНиП 2.09.02-85\* «Производственные здания».
6. СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы».
7. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". Утверждены

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 N 101

8. ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

9. Руководство по безопасности факельных систем. Утверждены Приказом от 26 декабря 2012 г. № 779 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

10. Правила противопожарного режима в Российской Федерации(в ред. Постановления Правительства РФ от 17.02.2014 N 113).

11. СП 12.131.30 – 2009 Свод Правил. Определение категорий помещений и зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

12. НПБ 110-03 «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией».

13. Правила устройства электроустановок (ПУЭ).

14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ).

Таблица 17

### Перечень обязательных правил, норм, инструкций.

№ п/п	Наименование документа
	<i>Нормативные документы, методики поверки</i>
1	ГОСТ Р 51858 – 2002 с изм. №1,2 Нефть. Общие технические условия.
2	ГОСТ 1510 – 84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
3	ГОСТ 2517 – 2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
4	ГОСТ 14921-78 Газы углеводородные сжиженные. Методы отбора проб.
5	РМГ 76 – 2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Внутренний контроль качества результатов количественного химического анализа.
6	РМГ 61 – 2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Показатели точности, правильности, прецизионности методик количественного химического анализа.

7	ГОСТ Р 51000.4-2011 Общие требования к аккредитации испытательных лабораторий.
8	ГСО ИСО/МЭК 17025-2009 Общие требования к компетентности испытательных лабораторий и калибровочных лабораторий.
9	ГОСТ Р 8.568 – 97 Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения.
10	ГОСТ Р 8.580 – 2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Определение и применение показателей точности методов испытаний
11	ГОСТ Р 8.563 – 2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений.
12	ГОСТ Р 8.595 – 2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения
13	ГОСТ 6709 – 72 Вода дистиллированная. Технические условия.
14	РМГ 59 – 2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Проверка пригодности к применению в лаборатории реактивов с истекшим сроком хранения способом внутрилабораторного контроля точности измерения.
15	ГОСТ 25794.1 – 83 – ГОСТ 25794.3 – 83 Реактивы. Методы приготовления титрованных растворов.
16	ГОСТ 4919.1 – 77, ГОСТ 4919.2 – 77 Реактивы и особо чистые вещества. Методы приготовления растворов индикаторов и буферных растворов.
17	ГОСТ 4517 – 87 Реактивы. Методы приготовления вспомогательных реактивов и растворов, применяемы при анализе.
18	ГОСТ 25336 – 82 Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Типы, основные параметры и размеры.
19	ГОСТ 1756 – 2000 Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров.
20	ГОСТ 33 – 2000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости.
21	ГОСТ 2477 – 65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.
22	ГОСТ 21534 – 76 Методы определения содержания хлористых солей.
23	ГОСТ 3900 – 85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.
24	ГОСТ Р 51069-97 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром.
25	ГОСТ Р 8.688-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти. Требования к методикам измерений ареометром при учетных
26	Р 50.2.075-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности и плотности в градусах
27	Р 50.2.076-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы
28	ГОСТ 8.595-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность и объем нефти. Таблицы коэффициентов пересчета плотности массы.

29	ГОСТ Р 51947 – 2002 Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии.
30	ГОСТ 6370 – 83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.
31	ГОСТ 2177 – 99 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава.
32	ГОСТ Р 11851 – 85 Нефть. Метод определения парафина.
33	ГОСТ Р 50802 – 95 Нефть. Метод определения сероводорода, метил-, и
34	ГОСТ Р 52247-2004 Нефть. Методы определения хлорорганических соединений.
35	ГОСТ 7502 – 98 Рулетки измерительные металлические, технические условия.
36	ГОСТ Р 8.602 «Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти. Таблицы пересчета»
37	ГОСТ 18481 – 81 Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия.
38	ГОСТ 9965 – 76 Нефть для нефтедобывающих предприятий. Технические условия.
39	ГОСТ 8.346-2000 ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки.
40	МИ 2775 – 2002. ГСИ. Рекомендация. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе.
41	МИ 2837 – 2003. Рекомендация (государственная система обеспечения единства измерений) Прием – сдаточный пункт нефти и метрологическое и техническое
42	МИ 2825 – 2003. ГСИ. Системы измерения количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию.
43	МИ 2773 – 2002. Порядок метрологического и технического обеспечения ввода в промышленную эксплуатацию систем измерений количества и показателей качества нефти.
44	МИ 3002 – 2006, с изменением №1 от 2007 г. Рекомендация ГСОЕИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе СИКН и поверочных установок.
45	Рекомендация. Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества нефти пункта сдачи нефти на [REDACTED]
46	Свидетельство № 97109-04 об аттестации МВИ (СИКН)
47	Методика выполнения измерений косвенным методом статистических измерений по резервной схеме [REDACTED] пункта сдачи нефти на [REDACTED].
48	Свидетельство № 124609-07 об аттестации МВИ (резервная схема учета)
49	Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений «Методика измерений плотности нефти ареометром при учетных операциях на [REDACTED]

50	Свидетельство № 39306-06 об аттестации МВИ (ареометром)
51	ПР 50.2.006 – 94 ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений.
52	МИ 1974 – 2004 ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки.
	МИ 2035 – 95 ГСИ. Центральные блоки обработки и индикации данных,
53	суммирующие и вторичные приборы счетчиков всех типов, входящие в состав учета нефти. Методика поверки.
54	МИ 2591 – 2000 Преобразователи плотности поточные фирмы «SOLARTRON» (Великобритания). Методика поверки.
55	МИ 2396 – 97 ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки.
56	МИ 2463 – 98 ГСИ. Массомеры «Micro Motion» фирмы «Fisher Rosemount». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности.
57	МИ 2470 – 2000 ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходом сигналом фирмы FISHER – ROSEMOUNT, США. Методика периодической поверки.
58	МИ 2587 – 2000 ГСИ. Комплекс измерительно – вычислительный ИМЦ – 03. Методика поверки.
59	МИ 2575 – 2000 ГСОЕИ. Нефти. Остаточное газосодержащие. МВИ.
60	МИ 2643 - 2001 ГСОЕИ. Влагомеры нефти поточные фирмы «PHASEDYNAMICS» (США). Методика поверки.
61	МИ 1997 – 89. ГСОЕИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки.
62	МИ 3081 – 2007 Рекомендация системы измерения количества и показателей качества нефти, светлых нефтепродуктов и жидких углеводородов. Техническое обслуживание и ремонт, основные положения.
63	Индикатор фазового состояния потока. ИФС – 1 Ф – 700. Техническое описание и инструкция по эксплуатации.
64	РД-35.240.00-КТН-109-13 Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения
65	ОР – 03.100.50 – КТН – 069 – 10 от 2010г. Отраслевой регламент. Порядок подключения объектов нефтедобычи к магистральным нефтепроводам ██████████
66	ОР-75.200.00-КТН-85-13 Порядок организации планирования и оформления остановок магистральных нефтепроводов
67	ОР-03.220.99-КТН-092-08 Регламент разработки технологических карт, расчета режимов работы ██████████

68	РД-35.240.50-КТН-168-13 Техническое обслуживание и ремонт оборудование и ремонт оборудования систем автоматизации и телемеханизации
69	ОР-03.100.50-КТН-005-13 Техническое управление и контроль за работой магистральных нефтепроводов
<b>Документы необходимые при работе ПСН</b>	
1	Сборник инструкций по охране труда и промышленной безопасности [REDACTED]
2	Акты проверок технического состояния СИ, оборудования СИКН
3	Приказ о вводе ПСП в эксплуатацию
4	Положение о ПСП.
5	Паспорт ПСП.
6	Инструкция по эксплуатации системы измерения количества и показателей качества нефти [REDACTED]
7	Технологическая схема [REDACTED]
8	Журналы учета приемо-сдаточных актов (по всем производителям нефти)
9	Экспертное заключение на рабочий проект системы измерений количества и показателей качества нефти пункта сдачи нефти на [REDACTED]
10	Копии материалов испытаний СИКН с целью утверждения типа и методики поверки СИКН в целом.
11	Копии сертификата об утверждении типа СИКН с описанием типа.
12	Карта уставок, технологических защит, блокировок и сигнализации оборудования [REDACTED]
13	Доверенности на лиц, оформляющих приемо – сдаточные документы.
14	Приказы и распоряжения руководства организации об оформлении приемо – сдаточных документов.
15	График измерения потенциала трубопровода до и после изолирующей вставки
16	График осмотра подводящего трубопровода к точке врезки в МН
17	Свидетельство № 97109-04 об аттестации МВИ (СИКН)
18	Приказ о назначении ответственных за эксплуатацию СИКН.
19	Акт ввода СИКН в промышленную эксплуатацию.
20	График поверки [REDACTED]
21	Графики контроля метрологических характеристик.
22	График проведения технического обслуживания и ремонта.
23	График ревизии оборудования (чистка фильтров и ревизии пробозаборного устройства).
24	График замера содержания свободного газа в нефти.

25	График контроля работоспособности обратного клапана на узле подключения в [REDACTED]
26	График проверки срабатывания защит системы автоматики на [REDACTED]
27	График замера дождевых отложений.
28	График замера базовых высот.
29	График проведения тарировки и ревизии предохранительных клапанов
30	График отбора проб для проведения испытаний в [REDACTED]
31	Акт проверок герметичности запорной арматуры СИКН.
32	Пробозаборное устройство щелевого типа ЩПУ – 1 – 150 (паспорт).
33	Свидетельства (копии) о поверке, калибровке СИ, СИКН.
34	Протоколы поверки ПР, ПП, СОИ, ПУ.
35	Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества нефти пункта сдачи нефти на [REDACTED]
36	Журнал учета отказов СИ и оборудования
37	Журнал контроля метрологических характеристик средств измерений СИКН.
38	Журнал технического обслуживания [REDACTED]
39	Журнал регистрации показаний средств измерений СИКН.
40	Журнал проведения приемо – сдаточных испытаний.
41	Журнал учета и регистрации проб.
42	Журнал регистрации паспортов качества нефти.
43	Журнал регистрации результатов приемо – сдаточных испытаний.
44	Журнал проведения периодических испытаний и при поставке нефти на экспорт.
45	Журнал регистрации протоколов испытаний
46	Журнал регистрации проведения контроля метрологических характеристик СИ СИКН
47	Журнал регистрации результатов периодических испытаний и при поставке нефти на экспорт.
48	Журнал снятия и наложения пломб [REDACTED]
49	Журнал проверки состояния пломб и контроля герметичности задвижек.
50	Журнал регистрации входящих телефаксограмм.
51	Журнал регистрации протоколов КМХ
52	Журнал регистрации установки (снятия) контрольных пломб ([REDACTED] и [REDACTED])
53	Журнал регистрации нарушений целостности пломб и оттисков клейм
54	Журнал регистрации исходящих телефаксограмм.
55	Журнал 1 го этапа производственного контроля
56	Журнал проверок оборудования и [REDACTED]
57	Акты об отказах и устранения отказов технологического оборудования, СИ.
58	Акты отключения и готовности к работе [REDACTED]
59	Формуляры и (или) паспорта на СИКН и СИ.
60	Эксплуатационная документация на СОИ («Руководство пользователя», «Руководство администратора»)
61	План ликвидации возможных аварий, с мероприятиями по локализации их последствий на [REDACTED]
62	Акты приема – сдачи и паспорта качества (по одному экземпляру).
63	Схема обхода территории [REDACTED]

64	Суточный диспетчерский лист товарного оператора СИКН
65	Двухчасовой отчет.
66	Сменный и суточный отчет
67	Месячный отчет.
68	График поверки (калибровки) СИ, входящие в состав СИКН (индикаторы)
69	Эксплуатационная документация поверочной установки и СИ, входящие в состав СИКН

### Перечень обязательных инструкций

Таблица 18

Порядковый номер	Наименование инструкции	Шифр	Дата утверждения	№ приказа об утверждении
<b>1.Инструкции по профессиям</b>				
1	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для оператора по добыче нефти и газа	ИОТПБ №1.1	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.
2	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для слесаря-ремонтника (по ремонту нефтепромыслового оборудования)	ИОТПБ №1.2	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.
3	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для машиниста насосной станции по закачке рабочего агента в пласт	ИОТПБ №1.3	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.
4	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для слесаря по контрольно-измерительным приборам и автоматике (КИП и А)	ИОТПБ №1.4	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.
5	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для оператора обезвоживающих и обессоливающих установок	ИОТПБ №1.5	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.
6	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для лаборанта химического анализа	ИОТПБ №1.6	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.
7	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для оператора товарного	ИОТПБ №1.7	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.
8	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для слесаря по ремонту автомобилей	ИОТПБ №1.8	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.

9	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для электрогазосварщика	ИОТПБ №1.9	29.06.20 12 г.	№41 от 29.06.2012 г.
10	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для стропальщика	ИОТПБ №1.10	29.06.20 12 г.	№41 от 29.06.2012 г.
11	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для кладовщика	ИОТПБ №1.11	29.06.20 12 г.	№41 от 29.06.2012 г.
12	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для электромонтера по ремонту и обслуживанию электрооборудования	ИОТПБ №1.12	29.06.20 12 г.	№41 от 29.06.2012 г.
13	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для машиниста электростанции передвижной	ИОТПБ №1.13	29.06.20 12 г.	№41 от 29.06.2012 г.
14	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для оператора котельной	ИОТПБ №1.14	29.06.20 12 г.	№41 от 29.06.2012 г.
15	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для токаря-фрезеровщика	ИОТПБ №1.15	29.06.20 12 г.	№41 от 29.06.2012 г.
16	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для машиниста автомобильного крана-манипулятора (оператора манипулятора)	ИОТПБ №1.16	29.06.20 12 г.	№41 от 29.06.2012 г.
17	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для водителя автомобиля (вахтовый автобус)	ИОТПБ №1.17	29.06.20 12 г.	№41 от 29.06.2012 г.
18	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для водителя автомобиля (бензовоз)	ИОТПБ №1.18	29.06.20 12 г.	№41 от 29.06.2012 г.
19	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для водителя автомобиля (АКНС)	ИОТПБ №1.19	29.06.20 12 г.	№41 от 29.06.2012 г.
20	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для водителя автомобиля (трейлера)	ИОТПБ №1.20	29.06.20 12 г.	№41 от 29.06.2012 г.
21	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для тракториста	ИОТПБ №1.21	29.06.20 12 г.	№41 от 29.06.2012 г.
22	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для машиниста паровой передвижной депарафинизационной установки (ППУ)	ИОТПБ №1.22	29.06.20 12 г.	№41 от 29.06.2012 г.
23	Инструкция по охране труда и промышленной	ИОТПБ	29.06.20	№41 от

	безопасности для моториста цементировочного агрегата	№1.23	12 г.	29.06.2012 г.
24	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для водителя автомобиля (АПШ 890)	ИОТПБ №1.24	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.
25	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для водителя вездехода	ИОТПБ №1.25	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.
26	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для машиниста крана автомобильного	ИОТПБ №1.26	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.
27	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для водителя автомобиля (легковой автомобиль)	ИОТПБ №1.27	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.
28	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для водителя автомобиля (грузовой автомобиль)	ИОТПБ №1.28	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.
29	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для оператора прачечной самообслуживания	ИОТПБ №1.29	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.
30	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для горничной	ИОТПБ №1.30	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.
31	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для водителя-пожарного	ИОТПБ №1.31	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.
32	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для старшего пожарного	ИОТПБ №1.32	29.06.2012 г.	№41 от 29.06.2012 г.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

## Заключение

В дипломной работе, проанализирована эффективность работы действующего приемо-сдаточного пункта [REDACTED].

Рассмотрены техническая и технологические стороны процесса перекачки нефти с приемо-сдаточного пункта в магистральный нефтепровод [REDACTED].

Обоснованы применяемые методы динамических измерений и косвенного метода статических измерений на приемо-даточном пункте и [REDACTED].

Результаты исследования: в работе приведена общая геологическая характеристика месторождения, и дана оценка состояния работы приемо-сдаточного пункта и [REDACTED].

Проанализирована существующая проблема увеличения пропускной способности [REDACTED] и предложены меры по сокращению экономических затрат.

Произведен гидравлический расчет для определения потерь давления при прохождении нефти через [REDACTED].

Сделана рекомендация по применению массового кориолисового расходомера и плотномера.

Увеличилась производительность приема – сдаточного пункта [REDACTED].

[REDACTED] В процессе исследования проводились: Мероприятия по монтажу дополнительной измерительной линии на СИКН. В результате исследования: Рассмотрены оптимальные способы увеличения пропускной способности нефтепровода, позволяющие улучшить параметры его работы, а именно уменьшить рабочее давлений, увеличить производительность,

					Расчетная часть	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

снизить энергозатраты на перекачку, Проведен сравнительный технико-экономический анализ этих способов. Экономическая эффективность/значимость работы: заключается за счет добавления дополнительной измерительной линии на [REDACTED], объем прокачиваемой нефти увеличивается в 2 раза, что позволяет прокачать быстрее суточный объем нефти и снизить потребление электроэнергии насосами.

Все вышеизложенное дает право утверждать, что данная схема приема – сдаточного пункта [REDACTED] является эффективной и будет экономически выгодной до 2019 г.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

