

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»  
 Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>«Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области»</b>

УДК 622.692.26(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Халин Сергей Валерьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	к.т.н		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

21.04.01 Нефтегазовое дело Образовательная программа Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

<b>Код компетенции</b>	<b>Наименование компетенции</b>
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
<b>УК(У)-2</b>	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
<b>УК(У)-3</b>	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
<b>УК(У)-4</b>	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
<b>УК(У)-5</b>	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
<b>УК(У)-6</b>	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
<b>ОПК(У)-3</b>	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
<b>ОПК(У)-4</b>	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
<b>ОПК(У)-5</b>	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
<b>ОПК(У)-6</b>	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
<b>ПК(У)-2</b>	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
<b>ПК(У)-3</b>	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
<b>ПК(У)-4</b>	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли

<b>ПК(У)-5</b>	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
<b>ПК(У)-6</b>	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
<b>ПК(У)-7</b>	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ А.В. Шадрина  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Халин Сергей Валерьевич

Тема работы:

<b>«Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области»</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. № 39-42/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования данной дипломной работы является СИКН № 575.</p> <p>Исследование современных факторов и методов повышения эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти. Эксплуатация СИКН не должна приводить к загрязнению окружающей среды.</p>
---	---

<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. Рассмотреть приемо-сдаточный пункт нефти и его общие характеристики.</li> <li>2. Произвести расход нефти через пробозаборное устройство.</li> <li>3. Разработка организационно технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации СИКН</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</li> <li>5. Социальная ответственность.</li> </ol>
--	---

<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки, таблицы</p>
--	-------------------------

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И.В., доцент ОНД, д.э.н
«Социальная ответственность»	Сечин А.А., доцент ООД, к.т.н
Compressor station air-cooled heat exchanger	Айкина Т.Ю., Доцент ОИЯ, к.филолог.н.

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Реферат
Losses of oil and oil products during acceptance for operation

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Халин Сергей Валерьевич		

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

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ01	Халин Сергей Валерьевич

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело Профиль Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при замене насосного агрегата
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е34.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации в ред. от 28.05.2022

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

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование экономической перспективности замены насосного агрегата типа ЦНС 300-120.
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет затрат при замене насосного агрегата ЦНС-180-85 на насосный агрегат ЦНС 300-120.
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Определение экономической эффективности при замене ЦНС-180-85 на насосный агрегат ЦНС 300-120.

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ01	Халин Сергей Валерьевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2БМ01		<b>ФИО</b> Халин Сергей Валерьевич	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

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

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Халин Сергей Валерьевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: \_\_\_\_\_

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.02.2022	<i>Проведение анализа учебной литературы и нормативно-технической документации с целью систематизации информации о повышении эффективности работы СИКН</i>	10
01.03.2022	<i>Введение</i>	5
15.03.2022	<i>Общая часть</i>	10
26.03.2022	<i>Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство</i>	15
13.04.2022	<i>Разработка организационно технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации СИКН</i>	20
05.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
17.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	5
24.05.2022	<i>Losses of oil and oil products during acceptance for operation</i>	10
01.06.2022	<i>Заключение</i>	5
07.06.2022	<i>Презентация</i>	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		

## РЕФЕРАТ

ВКР содержит 113 с., 9 рис., 14 таблиц табл., 39 источников информации, 1 приложение.

Ключевые слова: массовый преобразователь расхода, турбопоршневая установка, СИКН, приемо-сдаточный пункт нефти, РВС.

Объектом исследования является: приемо-сдаточный пункт нефти ПСП «Лугинецкое»

Цель работы: Выбор технических и организационных решений для повышения эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти.

Задачи, поставленные для достижения цели работы:

1. Изучение нормативно-технической документации в области эксплуатации и обслуживания приемо-сдаточного пункта.
2. Анализ технических решений для повышения эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта.
3. Разработка организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта ПСП «Лугинецкое».
4. Провести исследование использования поверхностно активных веществ (ПАВ) при транспортировке и хранении нефти.

В процессе исследования проводился анализ существующей проблемы по увеличению эффективности ПСП «Лугинецкое» СИКН №575 и были предложены эффективные способы решения проблемы.

В результате исследования произведен комплекс мероприятий по повышению эффективности ПСП, а именно замена турбинного преобразователя расхода на массовый преобразователь расхода;

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Халин С.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					10	113
Рук. ООП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

добавление поверхностно-активных веществ (ПАВ); импортозамещение технологического оборудования.

					Реферат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		11



addition of surface-active substances (surfactants); import substitution of technological equipment.

					The Abstract	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		13



ТПУ – трубопоршневая установка;

ФГУ – фильтр – грязеуловитель;

ЦПУ – цифropечатающее устройство.

					Список принятых сокращений	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		15

## Термины и определения

В данном проекте используются следующие термины и определения:

**Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН):** Совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто нефти.

**Система обработки информации:** Вычислительное устройство, принимающее и обрабатывающее информацию о качественно-количественных параметрах нефти, измеренных первичными измерительными преобразователями, и включающее в себя блоки индикации и регистрации измеренных параметров.

**Технологическое оборудование, входящее в состав СИКН** – технологические трубопроводы, запорно-регулирующая арматура, циркуляционный насос БИК, фильтры-грязеуловители, пробоотборники, щелевое пробозаборное устройство, емкости дренажные, промывочная установка, блок средств эталонных и др.

**Автоматизированное рабочее место оператора:** Персональный компьютер с соответствующим программным обеспечением в комплекте с монитором, клавиатурой и принтером, предназначенный для отображения мнемосхемы системы измерений количества и показателей качества нефти, текущих технологических и качественных параметров нефти, измеренных и вычисленных системой обработки информации, формирования отчетных документов и вывода их на печатающее устройство.

**Измерительная линия:** часть СИКН, состоящая из преобразователей расхода нефти (ПР) в комплекте со струевыпрямителями (в случае использования ТПР) и прямолинейными участками трубопровода,

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Халин С.В.</i>				Термины и определения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брусник О.В.</i>						16	113
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>					Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

оснащенными устройствами отбора давления и термокарманами, преобразователями температуры и давления, фильтрами и запорной арматурой.

**Рабочая измерительная линия:** Измерительная линия, находящаяся в работе при нормальном режиме эксплуатации СИКН.

**Измерительная линия контрольно – резервная:** измерительная линия, находящаяся в резерве и предназначенная для контроля метрологических характеристик рабочих линий, для обеспечения непрерывного учета нефти во время проведения поверки рабочих ПР измерительных линий. А также может быть введена в работу в любой момент времени при производственной необходимости.

**Контроль метрологических характеристик:** Определение отклонения метрологических характеристик средств измерений в межповерочном интервале от действительных значений, полученных при последней поверке, с целью установить дальнейшую пригодность средств измерений к эксплуатации.

**Межповерочный интервал:** Промежуток времени между двумя актами контроля, проводимого для выявления отклонения метрологических характеристик средств измерений от значений, определенных при поверке средств измерения.

**Учетные операции:** Операции, проводимые сдающей и принимающей сторонами с целью определить массу брутто и массу нетто нефти для последующих коммерческих расчетов, а также операции, проводимые при арбитраже и инвентаризации нефти.

**Резервная схема учета:** Схема учета, представляющая собой систему, предназначенную для измерений массы нефти при отказе основной схемы.

					Термины и определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		17

## Оглавление

Введение.....	20
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....	21
1.1 Общие характеристики ПСП.....	21
1.2 Назначение и состав СИКН.....	22
1.2.1 Назначение СИКН.....	22
1.2.2 Состав СИКН.....	25
1.3 Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией и организацией, производящей техническое обслуживание СИКН.....	35
1.4 Схемы СИКН.....	38
1.5 Резервная схема учета нефти.....	41
1.6 Основные требования по охране труда и промышленной безопасности при эксплуатации СИКН.....	48
1.7 Способ и периодичность отбора проб нефти.....	50
Отбор проб на испытания определения качества нефти.....	50
1.8 Перечень контролируемых параметров и периодичность их контроля.....	52
2. Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство (условие изокинетичности скоростей).....	56
3 Разработка организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации СИКН.....	59
3.1 Применение поверхностно активных веществ (ПАВ) при транспортировке и хранении нефти.....	59
3.1.1. Расчёт потери нефти при больших дыханиях.....	63
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	64
4.1 Расчет трудоемкости работ.....	64
4.2 Расчет затрат на оборудование для проведения ремонтных работ.....	66
4.3 Расчет затрат на оплату труда.....	67
4.4 Затраты на страховые отчисления.....	68

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Халин С.В.</i>			Оглавление		
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						18	113
					Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

4.5 Затраты на оборудование, материалы и транспортные расходы .....	68
4.6 Накладные расходы.....	69
4.7 Стоимость работ по замене насосного агрегата ЦНС-180-85 на ЦНС 300-120 .....	69
5 Социальная ответственность .....	73
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	74
5.2 Производственная безопасность.....	74
5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	75
5.3 Экологическая безопасность.....	83
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	85
Заключение .....	88
Список используемых источников.....	89
Приложение А – Losses of oil and oil products during acceptance for operation	93

## Введение

На сегодняшний день актуальным вопросом является политика разумного использования природных ресурсов, а также их учет на всех этапах: добыча, транспортировка, переработка и реализация. Этого требует Федеральный закон "О техническом регулировании" от 27.12.2002 № 184-ФЗ. Также прибыль предприятий, которые занимаются транспортировкой или переработкой нефти, зависит от точности и качества проведения товарно- коммерческих операций. Поэтому важным условием является повышение точности результатов измерений и измерение с погрешностью, которая не превышает допустимых пределов.

Объектом данного исследования является приёмо-сдаточный пункт нефти ПСП «Лугинецкое». В процессе работы были изучены основные нормативные требования к обслуживанию и эффективной эксплуатации ПСП, методы и технологии повышения эксплуатационных свойств ПСП.

Целью ВКР является выбор технических и организационных решений для повышения эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Халин С.В.</i>				<b>Введение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брусник О.В.</i>						20	113
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>					Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

# 1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Общие характеристики ПСП

ПСП расположен на территории нефтеперерабатывающего завода АО «Томскнефть» ВНК, расположенного в Томской области, р-н. Парабельский. Ввод объекта в ТКО 2001 года. В состав ПСП входят: СИКН, насосный цех, АБК, резервуарный парк.

Климат района - континентально-циклонический (переходный от европейского умеренно континентального к сибирскому резко континентальному). Среднегодовая температура: 1 °С. С суровой и продолжительной зимой и жарким летом.



Рисунок 1 – СИКН№575 ПСП «Лугинецкое»

					<i>Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Халин С.В.</i>			<b>Общие характеристики СИКН</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					21	113
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела, гр. 2БМ01		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

## 1.2 Назначение и состав СИКН

### 1.2.1 Назначение СИКН

Приемо-сдаточный пункт предназначен для автоматизированного коммерческого учёта товарной нефти, с погрешностью, не превышающей пределов, установленных ГОСТ Р 8.595-2004, при проведении учётно-расчётных операций между предприятием-поставщиком, осуществляющим сдачу нефти – ПСП «Лугинецкое», в дальнейшем – «сдающая сторона» и предприятием, осуществляющим транспортировку нефти.

#### Технические характеристики:

Рабочая среда – нефть;

Количество рабочих линий – 3;

Количество контрольно-резервных линий – 1.

#### Рабочие условия для СИКН:

- диапазон расхода, м<sup>3</sup>/ч: от 68 до 120;
- давление, МПа: от 0,2 до 4,5;
- режим работы: периодический/постоянный;
- режим управления отсечной арматурой: автоматизированный;
- режим управления регуляторами расхода в БИЛ: ручной;
- режим управления регуляторами расхода на выходе из БПУ: автоматизированный;
- способ КМХ турбинных ПР: по резервно-контрольной линии и ТПУ;
- поверка турбинных ПР: по стационарному ТПУ;
- способ КМХ турбинных ПР на резервно-контрольной линии: по стационарному ТПУ.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Халин С.В.</i>			<b>Назначение и состав СИКН</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					22	113
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела, гр. 2БМ01		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы брутто нефти – по каждой ИЛ и СИКН в целом;
- автоматическое определение массы нетто нефти с ручным вводом показателей качества;
- поверку преобразователей массового расхода рабочих линий и резервно-контрольной линии по стационарному ТПУ с ручным управлением запорной арматурой и автоматической передачей данных в СОИ без нарушения функции учета нефти;
- контроль метрологических характеристик массовых ПР рабочих линий по резервно-контрольной линии и по стационарному ТПУ с ручным управлением запорной арматурой и автоматической передачей данных в СОИ без нарушения функции учета нефти;
- автоматическое измерение:
  - плотности нефти при рабочих температуре и давлении;
  - объемной доли воды;
  - избыточного давления нефти в трубопроводах СИКН;
  - температуры нефти;
- автоматическое/ручное регулирование расхода в измерительной линии;
- ручное управление измерительными линиями (открытие, закрытие);
- автоматизированное регулирование расхода через БПУ;
- автоматическое регулирование расхода нефти через БИК;
- автоматический отбор объединенной пробы в сменные контейнеры (пропорционально объему перекачки или периодически, по времени), ручной отбор точечной пробы в соответствии с ГОСТ 2517;
- местный и дистанционный контроль перепада давления на фильтрах;
- слив нефти из оборудования и технологических трубопроводов в дренажные трубопроводы. Последующее заполнение технологических трубопроводов без остатков воздуха.

					<i>Назначение и состав СИКН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23



## 1.2.2 Состав СИКН

Функционально СИКН включает в себя:

- комплекс технологический;
- блок фильтров;
- блок измерительных линий;
- блок измерения качества;
- блок средств эталонных;
- систему промывки;
- блок поверочной установки;
- систему сбора, обработки информации и управления;
- шкаф силового управления;
- комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (ЗИП).

Конструкция СИКН предусматривает шаровые краны и трубопроводы для дренирования жидкости с входного и выходного коллекторов, с измерительных линий, линии измерения показателей качества нефти. Дренаж нефти производится в дренажные емкости учтенной и неучтенной нефти.



Рисунок 2. - Блок средств эталонных (БСЭ)

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

## Основные средства измерений и оборудование

СИКН включает в себя технологическое оборудование и средства измерений, приведённые в таблице 2.

Таблица 2 - Технологическое оборудование и средства измерений СИКН

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
<b>1. Основные СИ и оборудование, устанавливаемые на тех. части СИКН</b>		
<b>1.1 Блок фильтров</b>		
1.1.1 Датчик давления в комплекте с клапанным блоком МЕТРАН-100-Ех-ДД-1450-02-МП1-t1-010-0,4МПа-25МПа-42-С2-М20 (2 шт.)	±0,1 %	Поз. РDIS 1.1, 1.2
1.1.2 Преобразователь избыточного давления Fisher 3051-TG-4-A-2B-2-1-B-I1-M5-QG	±0,065 %	Поз. РТ1.1
1.1.3 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6 (5 шт.)	±0,6 %	Поз. РI 1.1-1.5
1.1.4 Датчик температуры 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым 65.	±0,15 °С	Поз. ТТ 1.1
1.1.5 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	±0,2 °С	Поз. ТI 1.1
1.1.6 Фильтр сетчатый МИГ ФБ-150-6,3 (2 шт.)		Поз. Ф 1.1, 1.2
1.1.7 Датчик положения уровня Endress+Hauser FTL51-3VEV4/0		Поз. LT 1.1
1.1.8 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.150.063.28-00Р (4 шт.)		Поз. КШ 1.3-1.6
1.1.9 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.063.28-00Р (6 шт.)		Поз. КШ 1.9, 1.10, 1.15, 1.18-1.20
1.1.10 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (8 шт.)		Поз. КШ-1.1, 1.2, 1.7, 1.8, 1.12, 1.14, 1.16, 1.17
1.1.11 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.015.063.10-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 1.11, 1.13
1.1.12 Комплект технологических трубопроводов Ду 150, Ру 6,3 МПа		
<b>1.2 Блок измерительных линий</b>		
1.2.1 Рабочий массовый ПР СМФ 300М-398-	±0,25 %	Поз. FT 2.1, 2.2

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

Продолжение таблицы 2

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
N-Q-F-Z-E-Z-Z-Z-GR в комплекте 2700-R-1-1-A-F-F-E-Z-Z-Z (2 шт.)		
1.2.2 Резервно-контрольный массовый ПР CMF 300M-398-N-Q-F-Z-E-Z-Z-Z-GR в комплекте 2700-R-1-1-A-F-F-E-Z-Z-Z	±0,20 %	Поз. FT 2.3
1.2.3 Преобразователь избыточного давления Fisher 3051-TG-4-A-2B-2-1-B-I1-M5-QG (4 шт.)	±0,065 %	Поз. PT 2.1-2.4
1.2.4 Датчик давления Метран-150-TG3-(0-4)МПа-2G-2-1-A-M5-IM-2F-2-B1-K03	±0,075 %	Поз. PT 2.5
1.2.5 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6 (6шт.)	±0,6 %	Поз. PI 2.1-2.6
1.2.6 Датчик температуры в комплекте 644Н-А-И1-ХА-М5-С2- Q4 и 0065-1-0-1-У-0000-У-0145-G94-А1-И1-ХА-Х8 (4 компл.)	±0,15 °С	Поз. TT 2.1-2.4
1.2.7 Преобразователь температуры Метран-286-02-Ех1а-2-120-Н10- (-50 ...500) °С-Т6-Т3-ГП	±0,5 °С	Поз. TT 2.5
1.2.8 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2 (6 шт.)	±0,2 °С	Поз. TI 2.1-2.6
1.2.9 Индикатор фазового состояния ИФС-1В-700М		Поз. QA
1.2.10 Датчик положения уровня Endress+Hauser FTL51-3VEV4/0		Поз. LT 2.1
1.2.11 Клапан регулирующий 25с948нж1М1, Ду80, Ру-6,3, Kv 63 с электроприводом РэмТЭК-02.Л.44.18000.4.100.2.V.50.1.р.УХЛ1		Поз. FCV 2.1
1.2.12 Клапан регулирующий 25с948нж1М1, Ду80, Ру-6,3, Kv 63 с ручным приводом (3шт.)		Поз. PP 2.1-2.3
1.2.13 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.100.063.28-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 2.45, 2.49
1.2.14 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.100.063.28-00Ркп (11 шт.)		Поз. КШ 2.1-2.3, 2.15-2.17, 2.24-2.28
1.2.15 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.063.28-00Ркп (12 шт.)		Поз. КШ 2.4, 2.6, 2.11, 2.14, 2.18, 2.23, 2.30, 2.31, 2.36, 2.50, 2.53, 2.59
1.2.16 Кран шаровой штуцерный		КШ 2.8-2.10, 2.20-2.22,

Лист

Назначение и состав СИКН

27

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Продолжение таблицы 2

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
ЗАРД.015.063.30-00Р (19 шт.)		2.33-2.35, 2.41, 2.44, 2.46, 2.47, 2.51, 2.52, 2.54, 2.56-2.58
1.2.17 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.015.063.10-00Р (7 шт.)		Поз. КШ-2.7, 2.19, 2.32, 2.39, 2.40, 2.48, 2.55
1.2.18 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.015.016.10-00Р (8 шт.)		Поз.КШ-2.5, 2.12, 2.13, 2.29, 2.37, 2.38, 2.42, 2.43
1.2.19 Комплект технологических трубопроводов Ду150, Ду100, Ру6,3		
1.3 Блок измерения показателей качества нефти		
1.3.1 Фильтр сетчатый МИГ-ФБ-50-6,3 (2шт.)		Поз. Ф 3.1, 3.2
1.3.2 Датчик давления в комплекте клапанным блоком МЕТРАН-150CD4-(0-0,4) МП а-2-2-1-1-Л3-АМ5-ИМ-D5-2-В1-К03 (2шт.)	±0,075 %	Поз. PDIS 3.1, 3.2
1.3.3 Преобразователь температуры в комплекте 644Н-А-И1-ХА-М5-Q4-C2 и 0065- 1-0-1-Y-0000-Y-0080-G94-A1-И1-ХА- X8	±0,15 °С	Поз. ТТ 3.1
1.3.4 Датчик давления Метран-150-TG4-(0.5-16)Мпа-2G-2-1-А-М5-ИМ-2F-2-В1-К03	±0,075 %	Поз. РТ 3.1
1.3.5 Манометр МПТИ-У2-4МПа-0,6, (7 шт.)	±0,6 %	Поз. РИ 3.1-3.7
1.3.6 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	±0,2 °С	Поз. ТИ 3.1
1.3.7 Пробоотборник автоматический Стандарт-А, емкостью 4 дм <sup>3</sup> (2 шт.)		Поз. QS 3.1, 3.2
1.3.8 Пробоотборник ручной Стандарт-Р		Поз. ПР 3.1
1.3.9 Поточный преобразователь плотности 7835LAAFAJТААА	±0,3 кг/м <sup>3</sup>	Поз. DT 3.1
1.3.10 Поточный преобразователь влажности УДВН-1пм	±0,05 % об. Н <sub>2</sub> О	Поз. ME 3.1
1.3.11 Ультразвуковой преобразователь объемного расхода UFM3030K	±0,5 %	Поз. FE 3.1
1.3.12 Электронасос БЭН-949-ОС, Q <sub>н</sub> = 6,3 м <sup>3</sup> /ч (2 шт.)		Поз. Н 3.1, 3.2
1.3.13 Преобразователь дифференциального	±0,075 %	Поз. PDIS 3.3, 3.4

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

Продолжение таблицы 2

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
давления Метран-150CD4(0-0.4) МПа-2-2-1-1-L3-AM5-IM-D5-2-B1-K03 (2 шт.)		
1.3.14 Сигнализатор уровня VEGASWING 61.DAGBVXURX (2 шт.)		Поз. ЛТ 3.1, 3.2
1.3.15 Электроконтактный манометр ДМ2005Cr1Ех (2 шт.)	±1,5 %	Поз. PIS 3.1, 3.2
1.3.16 Пробозаборное устройство щелевого типа ПУ-1-150 (1 щель)		Поз. ПЗУ 1.1
1.3.17 Статический смеситель потока Вихрь-15		Поз. СС 1.1
1.3.18 Устройство определения свободного газа УОСГ-1РГ		Поз. УОСГ
1.3.19 Устройство термостатирующее ТС50, Ру 6,3 МПа		Поз. DI 3.1
1.3.20 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.063.28-00Р (40 шт.)		Поз. КШ-3.1-3.4, 3.10, 3.16, 3.18, 3.19, 3.25, 3.26, 3.31-3.33, 3.36, 3.37, 3.40, 3.41, 3.47-3.49, 3.53-3.55, 3.60-3.62, 3.69-3.71, 3.73-3.75, 3.79, 3.81-3.85, 3.89, 3.93, 3.96, 3.97
1.3.21 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р (2 шт.)		Поз. КШ-3.98, 3.99
1.3.22 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.020.063.10-00Р (2 шт.)		Поз. КШ-3.90, 3.91
1.3.23 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (37 шт.)		Поз. КШ-3.6 3.9, 3.12- 3.15, 3.17, 3.21, 3.24, 3.27-3.30, 3.35, 3.39, 3.42, 3.45, 3.46, 3.51, 3.52, 3.57-3.59, 3.64, 3.65, 3.67, 68, КШ-3.72, 3.76, 3.78, 3.80, 3.86, 3.88, 3.92.
1.3.24 Клапан обратный 19с68нж-50 Ру-6.3		Поз. ОК 3.1, 3.2

Продолжение таблицы 2

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
1.3.25 Катушка на месте резервного поточного преобразователя плотности		
1.3.26 Комплект технологических трубопроводов Ду50, Ру6,3		
2 Основные СИ и оборудование, устанавливаемое вне тех. части СИКН		
2.1 СОИ на базе ИВК «МикроТЭК»		
2.2 АРМ оператора на базе «Визард СИКН V.2/1/4»		
2.3 Шкаф вторичной аппаратуры (ШВА)		
2.4 Блок поверочной установки		
2.4.1 Установка трубопоршневая Syncrotrak типа S05C2C3C5	±0,05 %	Расположен в здании СИКН
2.4.2 Преобразователь давления 3051TG4A2B21AB4K6Q4Q8M5	±0,065 %	Поз. РТ 5.1
2.4.3 Датчик температуры в комплекте 3144PD1A1KAM5Q4 с 0065 2 компл.	±0,15 °С	Поз. ТТ 5.1, 5.2
2.4.4 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6 2 шт.	±0,6 %	Поз. РІ 5.1, 5.2
2.4.5 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	±0,2 °С	Поз. ТІ 5.1
2.4.6 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р (7 шт.)		Поз. КШ 5.1-5.4, 5.6- 5.8
2.4.7 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (3 шт.)		Поз. КШ 5.5, 5.9, 5.15
2.5 Шкаф силового управления		
3 Дополнительные СИ и оборудование		
3.1 Блок средств эталонных		
3.1.1 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6.	±0,6 %	Поз. РІ 4.1
3.1.2 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛС-4 №2 (3 шт.)	±0,2 °С	Поз. ТІ 4.1-4.3
3.1.3 Электронасос ВКС2/26К		Поз. Н 4.1
3.1.4 Фильтр сетчатый ФС-50 НЖ (2 шт.)		Поз. Ф 4.1, 4.2
3.1.5 Мерник металлический эталонный Seraphin EMSS0005G	±0,02 %	
3.1.6 Емкость объемом 200 л для промывочного раствора		Поз. Е 2
3.1.7 Емкость объемом 100 л для воды		Поз. Е 1
3.1.8 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.016.21-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 4.6, 4.8
3.1.9 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р (5 шт.)		Поз. КШ 4.1, 4.4, 4.7, 4.9, 4.11

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

Продолжение таблицы 2

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
3.1.10 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (3 шт.)		Поз. КШ 4.12, 4.13, 4.14
3.2 Система промывки		
3.2.1 Емкость объемом 500 л		Поз. Е 3
3.2.2 Электронасос НМШ5-25-4,0/25(Б)-5		Поз. Н 6.1
3.2.3 Фильтр сетчатый ФС-50		Поз. Ф 6.1
3.2.4 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6	±0,6 %	Поз. РИ 6.1
3.2.5 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.016.28-00Р		Поз. КШ 6.4
3.2.6 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р		Поз. КШ 6.1
3.2.7 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 6.2, 6.3
3.3 Здание СИКН		
3.3.1 Вентилятор радиальный взрывозащищенный ВР80-75 ВК №5		
3.3.2 Пост управления ПВК-15 (8 шт.)		
3.3.3 Пост управления ПВК-25 (6 шт.)		
3.3.4 Светильник взрывозащищенный типа ВАД ВАД71-Л.НАК.200-УХЛ1 (2 шт.)		
3.3.5 Светильник взрывозащищенный типа ВЭЛ ВЭЛ51-П2х36-П (12 шт.)		
3.3.6 Светильник взрывозащищенный типа ВЭЛ ВЭЛ51-ПАК2х36-П-У1 (3 шт.)		
3.3.7 Стартер 220 РНІ S10 4-65W 220-240V (30 шт.)		
3.3.8 Лампа люминесцентная TLD 36W/54-765 G13 РНІ (30 шт.)		
3.3.9 Лампа накаливания общего назначения 200 Вт (2 шт.)		
3.3.10 Оповещатель комбинированный ВЭЛ-Т-Н «ГАЗ» УХЛ 1 (4 шт.)		
3.3.11 Оповещатель пожарный звуковой ПСВ-С-72 ХЛ1 (2 шт.)		
3.3.12 Извещатель пожарный ИП 101 Гранат (6 шт.)		
3.3.13 Оповещатель комбинированный ВЭЛ-Т-Н «ПОЖАР» УХЛ 1 (2 шт.)		
3.3.14 Датчик-реле температуры Т21ВМ-1-03-1-2 (3 шт.)		

Окончание таблицы 2

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
3.3.15 Блок детекторный БД 8		
3.3.16 Обогреватель ОВЭ-4Т (1,8 кВт) (17 шт.)		
3.3.17 Коробка клеммная КЗПМ -3,1-20/12 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М25х4 В1,5 (6 шт.)		
3.3.18 Коробка клеммная КЗПМ -5-20/60 –П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х20-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М50х2 В1,5 (2 шт.)		
3.3.19 Коробка клеммная КЗПМ -5-20/48 –П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х8-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х4 В1,5 (2 шт.)		
3.3.20 Коробка клеммная КЗПМ -4,1-20/24 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х6-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х1 В1,5 (2 шт.)		
3.3.21 Коробка клеммная КЗПМ -4,1-20/24 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х10-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х1В1,5		
3.3.22 Коробка клеммная КЗПМ -5-20/48 –П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х16 В1,5		
3.3.23 Коробка клеммная КЗПМ -4,2-20/24 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х4-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М40х2 В1,5		
3.3.24 Коробка клеммная КЗПМ-5-20/48-П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х20 В1,5		
3.3.25 Коробка клеммная КЗПМ-5-20/48-П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х20 В1,5		
3.3.26 Коробка клеммная КЗПМ-5-20/60-П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32*24 В1,5		

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

Рабочий эталон представлен на рисунке 3.

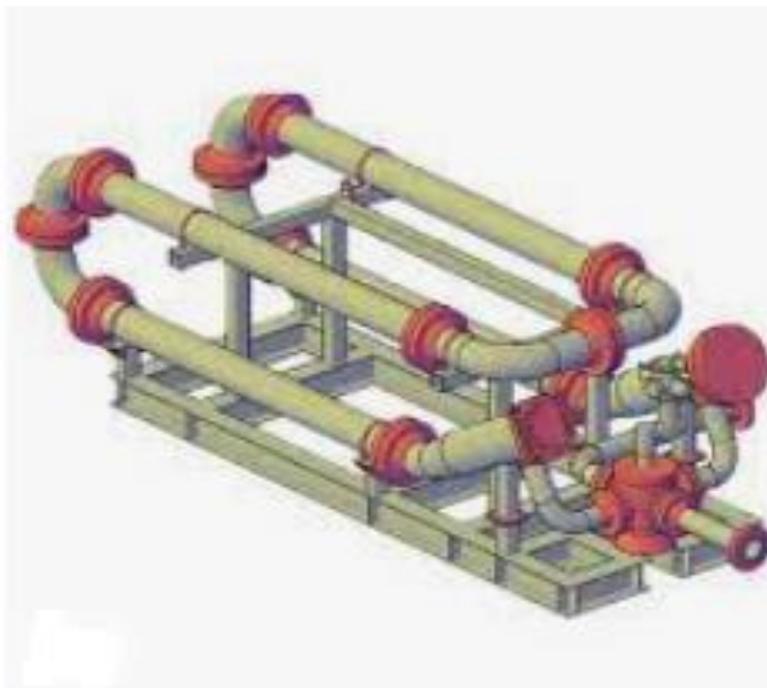


Рисунок 3 - установка трубопоршневая

Эталонным средством измерений на СИКН является установка трубопоршневая, мерник металлический эталонный SeraphinEMSS0005G (в комплекте с двумя термометрами ТЛС-4, манометром МПТИи термометром ТЛ-4).

Установка трубопоршневая предназначена для проведения поверки и контроля метрологических характеристик массовых преобразователей расхода, смонтированных на измерительных линиях СИКН. Максимальная пропускная способность установки составляет 113 м<sup>3</sup>/ч. Периодичность поверки ТПУ – 1 раз в два года с помощью мерника 1 разряда.

Эталонные средства измерений (СИ), средства измерений, непосредственно участвующие в определении количества и показателей качества нефти, должны иметь действующие свидетельства о поверке.

Периодическую поверку СИ проводят по графику, составленному и согласованному, принимающей стороной. Допускается замена средств измерений на аналогичные приборы с характеристиками не хуже, применяемых по проекту и имеющие свидетельства об утверждении типа.

									Лист
									33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Назначение и состав СИКН				

Внеочередную поверку СИ проводят в соответствии с требованиями Приказа № 1815 от 02.07.2015г., а также в случаях:

- получения отрицательных результатов при контроле метрологических характеристик СИ;
- отсутствия свидетельства о поверке, нарушении целостности пломб или клейм поверителя.

О проведении поверки или контроля метрологических характеристик поточного плотномера, массового преобразователя расхода, установки трубопоршневой и мерника сообщается в ТРНУ АО «Транснефть-западная сибирь», и обслуживающей организации ООО «ИК СИБИНТЕК» не менее чем за одни сутки. Поверка и контроль метрологических характеристик вышеуказанных СИ, проводится на месте эксплуатации обслуживающей организацией ООО «ИК СИБИНТЕК», в присутствии представителей АО «Транснефть-западная сибирь» и АО «Томскнефть" ВНК

					<i>Назначение и состав СИКН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

### 1.3 Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией и организацией, производящей техническое обслуживание СИКН.

Испытательная химико-аналитическая лаборатория АО «Томскнефть» ВНК нефти и нефтепродуктов АО «Томскнефть» ВНК аккредитована под номером: **Aa-752** в системе сертификации ГОСТ Р на техническую компетентность в соответствии с требованиями документов системы аккредитации в РФ, ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2009 и ГОСТ Р 51000.4-2011.

Качество сдаваемой нефти должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» с «Изменением №1» [4].

Испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов обеспечивает контроль качества нефти на соответствие ГОСТ Р 51858-2002. По согласованию со сдающей стороной проводит испытание проб нефти, принимаемой через СИКН, для оформления протокола испытаний нефти по форме, соответствующей МИ 3342-2016.

Испытательное оборудование ХАЛ аттестовано по ГОСТ 8.568-2017. ХАЛ предоставляет доступ представителю АО «Транснефть-западная сибирь» для наблюдения за проведением испытаний проб нефти на соответствующем оборудовании и место для ведения записей.



Рисунок 4 – Испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Халин С.В.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.				35	113
<i>Консульт.</i>					Отделение нефтегазового дела, гр. 2БМ01		
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.					
					<i>Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией и организацией, производящей техническое обслуживание СИКН</i>		

ХАЛ обеспечивает возможность представителю сдающей стороны выполнить подготовку, упаковку и отправку арбитражной пробы нефти с целью проверки.

Порядок взаимодействия с организацией, производящей техническое обслуживание СИКН.

Ответственность за техническое состояние и метрологическое обеспечение СИКН АО «Томскнефть» ВНК несет сдающая сторона. Техническое обслуживание СИКН проводит сдающая сторона совместно с независимой обслуживающей организацией ООО «ИК СИБИНТЕК», по договору, согласно утвержденным и согласованным графикам.

Согласно требованию МИ 3081-2007, работы по техническому обслуживанию массовых расходомеров на измерительных линиях, поточного плотномера, поточного влагомера, датчиков температуры, датчиков давления, расходомера на узле измерения показателей качества, автоматических пробоотборников, ИВК проводится специалистами обслуживающей организации совместно со специалистами принимающей стороны, по договору, согласно утвержденных и согласованных графиков в объеме технологических карт [6].

При проведении поверки рабочих и контрольных турбинных расходомеров по установке трубопоршневой, технологический режим устанавливает персонал ПСП АО «Томскнефть» ВНК под контролем представителя обслуживающей организации. Периодичность поверки рабочих ТПР - 2 раза в месяц. Измерение проводит обслуживающая организация, проверку герметичности запорной арматуры проводит персонал ПСП в присутствии обслуживающей организации.

Монтаж и демонтаж турбинных расходомеров, поточного плотномера, поточного влагомера, пробоотборников, установленных на СИКН, проводят представители ПСП под контролем представителя обслуживающей организации.

					<i>Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией и организацией, производящей техническое обслуживание СИКН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

Снятие и установка датчиков температуры и датчиков давления на СИКН проводится оперативным персоналом ПСП под контролем представителей обслуживающей организации, после отключения датчиков от вторичной аппаратуры представителями обслуживающей организации и отключения датчиков от кабельной продукции.

					<i>Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией и организацией, производящей техническое обслуживание СИКН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

## 1.4 Схемы СИКН

### Технологическая схема СИКН и технологический режим перекачки нефти через СИКН

Технологическая схема СИКН представлена в приложении А.

Технологический режим перекачки нефти через СИКН постоянный/ периодический. Нефть подается одновременно через 2 рабочие измерительные линии максимально возможным общим расходом до 360 м<sup>3</sup>/ч.

В процессе эксплуатации СИКН и перед проведением КМХ должна быть проверена на герметичность запорная арматура. Масса нефти измеряется с помощью, установленных на измерительных линиях массовых расходомеров позиции FT-2.1, FT-2.2, FT-2.3. Показатели качества нефти определяются с помощью приборов, установленных на линии измерения показателей качества: плотность - поточным плотномером позиция DT3.1; объемное содержание воды - влагомером позиции ME3.1. Одновременно осуществляется измерение давления (PT2.1-PT2.3) и температуры нефти (TT2.1-TT2.3) на измерительных линиях и в линии измерения показателей качества нефти (PT3.1, TT3.1).

Согласно технологической схеме (Приложение А), нефть через краны шаровые КШ1.3 или КШ1.5 поступает в блок фильтров. Далее, пройдя фильтры Ф-1.1 (рабочий) или Ф-1.2 (резервный), нефть поступает во входной коллектор измерительных линий. Из входного коллектора блока измерительных линий нефть через краны шаровые КШ2.1, КШ2.15 поступает в рабочие измерительные линии и далее, пройдя сенсоры массовых расходомеров FT-2.1, FT-2.2, ручные регуляторы расхода РР-2.1, РР-2.2, краны шаровые КШ2.3, КШ2.17 поступает в выходной коллектор блока измерительных линий.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Халин С.В.			Схемы СИКН	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					38	113
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						Отделение нефтегазового дела, гр. 2БМ01		

На входном коллекторе блока измерительных линий установлено устройство пробозаборное (ПЗУ) щелевого типа в соответствии с ГОСТ 2517.

Автоматическое поддержание постоянного расхода нефти обеспечивается клапанами регуляторами, расположенными перед СИКН, на открытой площадке ПСП. Автоматическое регулирование учитывает суммарные показания ТПР FT 2.1, 2.2, 2.3 и компенсирует перераспределение потоков между измерительными линиями в БИЛ во время проведения КМХ и поверки. Обеспечивает постоянство давления в магистральном трубопроводе и СИКН.

### **Структурная схема СИКН**

Структурная схема комплекса технических схем СИКН представлена в приложении Б и отражает состав средств измерений, их соединение в единую информационно-измерительную систему и размещается в двух зонах:

- помещение СИКН;
- операторная ПСП.

Количество перекачиваемой нефти измеряется массовыми преобразователями расхода. Массовые преобразователи выдают частотный электрический сигнал, пропорциональный массовому расходу проходящей нефти. Частотный сигнал поступает на вход ИВК (измерительные преобразователи С7-03, С9-03, затем в БЗП-09), где происходит отображение массы нефти брутто по каждой измерительной линии. Для вычисления объема нефти на измерительные входы ИВК приходит информация с поточного плотномера, датчиков давления и температуры блока контроля качества нефти, а также с датчиков давления и температуры, установленных на измерительных линиях и выходном коллекторе СИКН.

ИВК «Sybertroll» непрерывно обрабатывает сигналы, поступающие с датчиков, и передает через сеть Ethernet на компьютеры верхнего уровня (АРМ оператора).

					Схемы СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

С помощью программы «ТЭК-СИКН», происходит обработка, визуализация полученной информации, выдача предупреждающих аварийных сигналов и формирование отчетов.

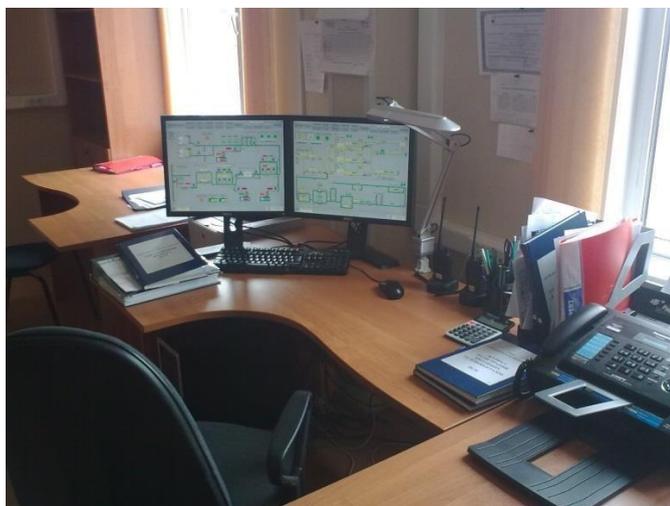


Рисунок 5 - АРМ оператора

АРМ оператора обеспечивает просмотр на мнемосхеме в режиме реального времени параметров расхода, давления, температуры, плотности, массовой доли воды нефти, положение электроприводных задвижек и регуляторов расхода. Компьютер верхнего уровня хранит в памяти и выводит на принтер CANON отчетные документы, передает данные в систему телемеханики через концентратор интерфейсов и выдает звуковой аварийный сигнал при выходе параметров за установленные пределы и окрашивает контролируемые позиции на схеме СИКН в сигнальные цвета.

Блок гарантированного питания ИБП APC Simmetra LX SYF16 обеспечивает защиту аппаратуры от перепадов напряжения и перебоев в электроснабжении.

## 1.5 Резервная схема учета нефти

Резервной схемой учета нефти являются резервуары РВС-5-5000, РВС-6-3000, имеющие утвержденные градуировочные таблицы и свидетельства о поверке. Определение массы нефти производится косвенным методом статических измерений, согласно «Методике выполнения измерений в вертикальных стальных резервуарах по резервной схеме учета на АО «Томскнефть» ВНК.

Массу нефти определяют, как произведение объема нефти и плотности, приведенной к условиям измерения объема.



Рисунок 6 – РВС-5000

При отказе основной системы учёта нефти (СИКН) осуществляется переход на резервную схему учёта. По данной схеме нефть может подаваться,

					<i>Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Резервная схема учета нефти</b>		
<i>Разраб.</i>		Халин С.В.					
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						41	113
					Отделение нефтегазового дела, гр. 2БМ01		

минуя СИКН и регуляторы давления, через регуляторы расхода в резервуары ПСП, или через регуляторы давления, минуя регуляторы расхода. При этом соответствующие электроприводные задвижки на площадке регуляторов расхода и электроприводные задвижки на площадке регуляторов давления закрыты. Пломбой АО «Томскнефть» ВНК и АО «Транснефть-западная сибирь» пломбируются закрытые задвижки.

Управление работой по резервной схеме и переход на резервную схему учёта осуществляется с помощью АРМ оператора «ТЭК-СИКН». Сигналы датчиков уровня и датчиков температуры в резервуарах поступают в ИВК.

«Sybertroll», который выполняет вычисления учётных параметров и передаёт информацию на верхний уровень.

### **Состав резервной схемы учета.**

Функционально резервная схема включает в себя:

- комплекс технологический;
- узел подключения;
- узел фильтров грязеуловителей;
- узел регулирования расхода;
- узел регулирования давления;
- узел СППК;
- резервуарный парк;
- систему обработки информации;
- комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей

Метод измерения массы по резервной схеме учета нефти на ПСП «Лугинецкое»

Для измерений массы нефти применяют косвенный метод статических измерений.

Массу брутто нефти в резервуаре вычисляют как произведение объема нефти и её плотности, результат измерений которой приведен к условиям измерения объема, или объема и плотности нефти, результаты измерений которых приведены к стандартным условиям.

					<i>Резервная схема учета нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

Массу брутто сданной (принятой) нефти вычисляют как разность массы брутто нефти до начала закачки нефти в резервуар и после её окончания.

Массу нетто сданной (принятой) нефти вычисляют как разность массы брутто сданной (принятой) нефти и массы балласта.

Массу балласта вычисляют по значениям показателей качества нефти, характеризующих содержание в нефти воды, хлористых солей и механических примесей. Указанные показатели определяют в ХАЛ по результатам испытаний объединенной пробы нефти, отобранной из заполненного резервуара.

Определение массы нефти в резервуарах при приемо-сдаточных операциях по резервной схеме учета на ПСП АО «Томскнефть» ВНК

Измерение уровня нефти производится после отстоя нефти не менее 2-х часов с момента окончания заполнения и удаления отстоявшейся подтоварной воды и загрязнений из резервуара через сифонный кран. Показания уровня нефти и температуры снимаются совместно представителями стороны, принимающей нефть и товарными операторами стороны, сдающей нефть с АРМ оператора по показаниям стационарных датчиков температуры многоточечных ДТМ-3 и уровнемеров радарных 5400 фирмы Rosemount. При отказе стационарных датчиков уровня измерение уровня нефти производится поверенной рулеткой с лотом.

Определение фактического объема нефти в резервуаре

Общий объем нефти в резервуаре и объем подтоварной воды определяют по градуировочной таблице на конкретный резервуар.

Фактический объем нефти в резервуаре вычисляют по формуле:

$$V_n = V_0 [1 + (2\alpha_{ст} + \alpha_s) \cdot (t_{ст} - 20)], \quad (1)$$

где  $V_0$  – объем нефти в резервуаре по градуировочной таблице, м<sup>3</sup>;

$\alpha_{ст}$  – температурный коэффициент линейного расширения материала

									Лист
									43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Резервная схема учета нефти				

стенки резервуара, значение которого принимают равным  $12,5 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$ ;  
 $\alpha_s$  – температурный коэффициент линейного расширения материала средства измерений уровня, значение которого при измерениях уровня рулеткой из нержавеющей стали  $\alpha_s$  принимают равным  $12,5 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$ . При измерениях уровня нефти рулеткой по высоте пустоты резервуара, а также при измерениях уровня нефти уровнемерами принимают  $\alpha_s=0$ ;  
 $t_{cm}$  – температура стенки резервуара, принимаемая равной температуре нефти в резервуаре.

Объем нефти в резервуаре по градуировочной таблице,  $\text{м}^3$ , вычисляют по формуле:

$$V_0 = V_{жс} - V_в, \quad (2)$$

где  $V_{жс}$  – объем жидкости (нефть и подтоварная вода), определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре  $20^\circ\text{C}$  МП 199-13 (РВС-5-3000), (РВС-6-5000)

$V_в$  – объем подтоварной воды в резервуаре, определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре  $20^\circ\text{C}$

Значение объема нефти в резервуаре, приведенное к стандартным условиям, вычисляют:

- для стандартной температуры  $15^\circ\text{C}$  ( $V_{н15}$ ) – по формуле:

$$V_{н15} = V_n \cdot CTL_v, \quad (3)$$

- для стандартной температуры  $20^\circ\text{C}$  ( $V_{н20}$ ) – по формуле:

$$V_{н20} = \frac{V_{н15}}{CTL_{20-15}} \quad (4)$$

где  $CTL_v$  и  $CTL_{20-15}$  – поправочные коэффициенты, вычисляемые по формулам:

$$CTL_v = \exp[-\beta_{15} \cdot \Delta t_v (1 + 0,8 \beta_{15} \cdot \Delta t_v)], \quad (5)$$

и

$$CTL_{20-15} = \exp[-\beta_{15} \cdot 5 (1 + 0,8\beta_{15} \cdot 5)], \quad (6)$$

где  $\beta = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}$  – коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15 °С ( $\rho_{15}$  – значение плотности нефти при температуре 15 °С)  
 $\Delta t_v = t_v - 15$  – отклонение температуры нефти при измерении объема нефти от стандартной температуры 15 °С.

Определение плотности нефти в резервуаре:

Плотность нефти определяется по объединенной пробе нефти, отобранной из резервуара в соответствии с ГОСТ 2517. Значения плотности приводят к температуре измерения объема нефти в резервуаре и к стандартным условиям [8].

Определение температуры нефти в резервуаре:

Средняя температура нефти в резервуаре определяется с помощью стационарных преобразователей температуры ДТМ-3. При полном заполнении резервуара определение температуры производится в 12 точках с определением средней температуры с точностью до  $\pm 0,2$  °С. При неполном заполнении резервуара, измерение температуры нефти по датчикам, погруженным в нефть с определением по ним средней температуры.

При отказе преобразователей температуры ДТМ-3 средняя температура нефти в резервуаре определяется путем измерения при отборе точечных проб. При отборе точечных проб, температуру нефти в пробе определяют в течение 1-3 минут после отбора пробы, при этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне не менее 5 мин. Термометр погружают в нефть на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до принятия столбиком ртути постоянного положения.

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Резервная схема учета нефти				

Определение массы брутто нефти в резервуаре, массу брутто нефти в тоннах вычисляют по формуле:

$$M_{бр} = V_H \cdot \rho_n \cdot 10^{-3}, \quad (7)$$

где  $\rho_n$  – плотность нефти при температуре измерений объема в резервуаре, кг/м<sup>3</sup>;

$V_H$  – фактический объем нефти в резервуаре, м<sup>3</sup>, вычисленный по формуле (1).

Определение массы брутто нефти при откачке из резервуара

При откачке нефти из резервуара массу сданной нефти определяют, как разность первоначальной массы и массы остатка.

Массу сданной нефти  $M_{сд}$  вычисляют по формуле:

$$M_{сд} = M_{н1} - M_{н2}, \quad (8)$$

где  $M_{н1}$  – масса нефти до начала откачки, вычисленная по формуле (7), т;

$M_{н2}$  – масса остатка нефти, вычисленная после откачки нефти из резервуара по формуле (7), т.

Определение массы брутто нефти при закачке нефти в резервуар

При закачке нефти в резервуар массу принятой нефти  $M_{пр}$  вычисляют по формуле:

$$M_{пр} = M_{бр2} - M_{бр1}, \quad (9)$$

где  $M_{бр1}$  – масса нефти до начала закачки нефти в резервуар, вычисляемая по формуле (7), т;

$M_{бр2}$  – масса остатка нефти, вычисляемая по окончании процесса закачки по формуле (7), т.

Определение массы нетто нефти в резервуаре

Массу нетто нефти  $M_H$ , т, вычисляют как разность массы брутто нефти  $M$ , т, и массы балласта  $m$ , т, по формуле:

$$M_H = M - m = M \times \left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{xc}}{100}\right), \quad (10)$$

									Лист
									46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Резервная схема учета нефти				

где  $W_B$  – массовая доля воды в нефти, %;

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

$W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисленная по формуле:

$$W_{xc} = 0,1 \frac{\varphi_{xc}}{\rho_v} \quad (11)$$

где  $\varphi_{x.c}$  – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho_v$  – плотность нефти при условиях измерений объема нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Если измеряют не массовую, а объёмную долю воды в нефти, то массовую долю вычисляют по формуле:

$$W_B = \frac{\varphi_B \times \rho_B}{\rho_v} \quad (12)$$

где  $\varphi_B$  – объёмная доля воды в нефти, %;

$\rho_B$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup> (принимают равной 1000 кг/м<sup>3</sup>).

Характеристики погрешности измерений по резервной схеме учета на ПСП АО «Томскнефть» ВНК

- Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти должны соответствовать ГОСТ Р 8.595-2004:
- При косвенном методе статических измерений массы нефти не более 120 т:
  - ± 0,65 % - при измерениях массы брутто нефти;
  - ± 0,75 % - при измерениях массы нетто нефти.
- При косвенном методе статических измерений массы нефти от 120 т:
  - ± 0,50 % - при измерениях массы брутто нефти;
  - ± 0,60 % - при измерениях массы нетто нефти [9].

									Лист
									47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Резервная схема учета нефти				

## 1.6 Основные требования по охране труда и промышленной безопасности при эксплуатации СИКН

К эксплуатации СИКН допускаются лица, достигшие 18 лет, имеющие квалификацию товарного оператора не ниже 4-го разряда, прошедшие курс обучения и сдавшие экзамен по ОТ, ПБ.

Операторы, эксплуатирующие СИКН, должны знать технологическую схему, назначение всех задвижек и уметь быстро и безошибочно выполнять необходимые переключения.

Все работники, занятые ремонтом, обслуживанием и эксплуатацией СИКН должны пройти обучение по устройству и правилам эксплуатации оборудования СИКН.

После прохождения обучения все работники сдают установленный техминимум. Ведомость сдачи находится у начальника ПСП.

Условиями безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН является знание и соблюдение персоналом требований «Правил безопасности для нефтегазоперерабатывающих производств».

Вторичная аппаратура, щиты управления являются действующими установками до 1000 В.

Площадка СИКН должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, содержаться в чистоте. Нельзя размещать на ней горючие материалы и посторонние предметы.

Ступени и площадки лестниц должны поддерживаться в чистоте, регулярно очищаться от наледи и снега.

При обслуживании СИКН работать в специальной одежде и специальной обуви согласно требованиям охраны труда.

Не допускается розлив нефти на территории и в помещении СИКН.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области</i>						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Основные требования по охране труда и промышленной безопасности при эксплуатации СИКН</b>						
<i>Разраб.</i>		<i>Халин С.В.</i>							<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>								48	113
<i>Консульт.</i>									Отделение нефтегазового дела, гр. 2БМ01		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>									

Не допускается проведение огневых работ без оформления наряда-допуска.

Не допускается отогрев застывших трубопроводов открытым огнем.

При переключении измерительных линий во время перекачки необходимо закрывать задвижки только после открытия приема нефти в новом направлении перекачки.

При ремонте СИКН категорически запрещается производить разъединение фланцевых соединений до тех пор, пока не будет понижено давление до атмосферного и произведено освобождение трубопровода от нефти.

Персонал ПСП, включая представителей АО «Томскнефть» ВНК на рабочем месте должны находиться в специальной одежде и иметь при себе удостоверение по технике безопасности.

При отборе проб через верхний замерный люк вертикальных резервуаров, отбор производить обязательно в присутствии дублера, а в ночное время пользоваться только взрывозащищенными переносными светильниками. Включение и выключение светильников производить только за пределами обвалования РВС. При отборе проб быть в спецодежде, изготовленной из ткани, не накапливающей статическое электричество. При отборе проб из РВС после открытия замерного люка необходимо находиться с наветренной стороны.

**Запрещается:**

- производить отбор проб нефти через замерный люк резервуара во время его заполнения и опорожнения;
- производить отбор проб нефти через замерный люк резервуара во время грозы, сильных атмосферных осадков и скорости ветра более 10 м/с;
- держать в открытом состоянии замерный люк.

## 1.7 Способ и периодичность отбора проб нефти

### Отбор проб на испытания определения качества нефти

Объем пробозаборной системы QS 3.1, 3.2 – 4000 см<sup>3</sup>. Отбор проб производится по ГОСТ 2517-2012 не менее 3000 см<sup>3</sup>. Частота отбора пробы задается через АРМ оператора. В случае приема нефти менее 1 часа с начала смены отбор проб не производить, данные о качестве нефти принимаются из паспорта качества нефти за предыдущую смену и вносятся в паспорт качества за текущую смену.



Рисунок 7 - Пробоотборник автоматический.

Пробу нефти отбирается с помощью автоматического пробоотборника. Каждую смену представители сдающей и принимающей стороны совместно доставляют контейнер в ХАЛ. Испытания пробы проводятся лаборантом ХАЛ в присутствии представителя сдающей стороны на следующие показатели:

- массовая доля воды;
- массовая концентрация хлористых солей;
- массовая концентрация серы.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Халин С.В.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>				50	113
<i>Консульт.</i>					Отделение нефтегазового дела, гр. 2БМ01		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					
					<b>Способ и периодичность отбора проб нефти</b>		

Объединенную пробу нефти делят на две равные части. Одну часть пробы анализируют, другую — хранят опечатанной как арбитражную пробу на случай разногласий в оценке качества нефти.

Емкость накопительной пробы пломбируется пломбами обеих сторон.

#### **Арбитраж проб нефти**

Арбитражные пробы формируются, упаковываются, маркируются и хранятся в пломбируемом шкафу в помещении для хранения арбитражных проб лаборатории согласно ГОСТ 1510-84 и ГОСТ 2517.

Пломбируются пломбами обеих сторон.

Испытание арбитражной пробы осуществляется по согласованию сторон в любой, аккредитованной испытательной лаборатории. Результат испытания арбитражной пробы является окончательным и не подлежит оспариванию. Арбитражные пробы хранятся в течение 15 дней и затем их представителями сторон изымают с хранения с отметкой в Журнале и утилизируют.

						Лист
					Способ и периодичность отбора проб нефти	51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 1.8 Перечень контролируемых параметров и периодичность их

### контроля

Контроль технологических параметров производится по АРМ, ИВК «Sybertroll» и СИ СИКН.

Оператор контролирует:

- массовый мгновенный расход через измерительные линии, т/час;
- расход нефти через БИК, м<sup>3</sup>/ч;
- накопленное значение массы брутто по СИКН с начала суток, т;
- текущее значение плотности в БИК, кг/м<sup>3</sup>;
- текущее значение температуры в измерительных линиях, в БИК, на входе и выходе СИКН, °С;
- текущее значение давления в измерительных линиях, в БИК, на входе и выходе СИКН, МПа;
- текущее значение объёмной доли воды, %.

В случае выхода из строя рабочего контроллера ИВК «Sybertroll» переход на резервный контроллер происходит автоматически.

**Расход нефти через измерительные линии** должен находиться в пределах рабочего диапазона, указанного в свидетельстве о поверке массового преобразователя расхода.

В случае выхода расхода нефти за пределы рабочего диапазона операторы товарные АО «Томскнефть» ВНК должны принять меры по восстановлению расхода нефти через измерительные линии в пределах рабочего диапазона с записью в оперативном журнале причины выхода расхода нефти за рабочий диапазон.

Регулирование расхода нефти через СИКН производится количеством работающих линий, регуляторами расхода Рр<sub>1</sub> или Рр<sub>2</sub> расположенными на входе в СИКН.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Халин С.В.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>				52	113
<i>Консульт.</i>					Отделение нефтегазового дела, гр. 2БМ01		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					
					<b>Перечень контролируемых параметров и периодичность контроля</b>		

Контроль над расходом нефти ведется на компьютерах верхнего уровня по программе «Визард-СИКН ST», которая выдает звуковой сигнал при выходе параметров за установленные пределы до подтверждения его оперативным персоналом. При этом позиции на схеме с выходом параметров за пределы окрашиваются в сигнальные цвета.

**Расход нефти** через БИК контролируется расходомером поз. FE 3.1 и должен обеспечивать:

– расход (не менее 4 м<sup>3</sup>/ч), без отклонения их метрологических характеристик от установленных величин;

соотношение расходов потока в трубопроводе в месте отбора и в трубопроводе БИК в соответствии с ГОСТ 2517-2012, для достоверности и представительности отбираемой пробы.

**Температура нефти** измеряется датчиками температуры, установленными на измерительных линиях (ТТ2.1-ТТ2.3), входном и выходном коллекторе (ТТ1.1, ТТ2.5), входе и выходе ТПУ (ТТ2.4, ТТ5.2) и в БИК (ТТ3.1), их показания выведены на компьютер верхнего уровня.

В случае выхода из строя датчика температуры, перевести данный датчик в режим использования фиксированного значения (приложение Е). И каждые 20 мин. приводить фиксированное значение к температуре термометра установленного непосредственно возле данного датчика температуры.

Контроль над работоспособностью датчиков температуры ведется путем сравнения показаний термометра ртутного стеклянного типа ТЛ-4, установленного на данной измерительной линии и показаний температуры на ИВК «МикроТЭК» с периодичностью контроля постоянно и с регистрацией в лист оперативного контроля каждые два часа.

					<i>Перечень контролируемых параметров и периодичность контроля</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

В случае повышения температуры нефти свыше 30 °С или понижению температуры ниже 5 °С, прием нефти через СИКН останавливается.

**Давление нефти** измеряется в БИК (РТ3.1), на измерительных линиях (РТ2.1-РТ2.3), на входе и выходе СИКН (РТ1.1, РТ2.5), на входе и выходе БПУ (РТ2.4, РТ5.1) датчиками давления, преобразуется в токовый сигнал и поступает на ИВК «МикроТЭК» для дальнейшей обработки и отображения информации на экранах персональных компьютеров верхнего уровня.

В случае выхода из строя датчика давления перевести данный датчик в режим использования фиксированного значения приложение Е. И каждые 20 мин. приводить фиксированное значение к давлению манометра, установленного непосредственно возле данного датчика давления.

Контроль над работоспособностью датчиков давления ведется путем сравнения показаний манометров точных измерений МПТИ 4,0 МПа класса точности 0,6, установленных на измерительных линиях, на входном и выходном коллекторах СИКН и показаний давления на экранах персональных компьютеров с периодичностью контроля постоянно и с регистрацией в лист оперативного контроля каждые два часа.

**Плотность нефти** определяется поточным вибрационным преобразователем плотности «Solartron 7835» (позиция DT3.1), установленным на линии БИК. КМХ работы плотномера проводится по графику путем сравнения мгновенных показаний плотности измеренной поточным плотномером и величиной плотности по точечной пробе, измеренной ареометром, согласно «методике измерений ареометром в испытательной лаборатории нефти и нефтепродуктов АО «Томскнефть» ВНК.

					<i>Перечень контролируемых параметров и периодичность контроля</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

**Перепад давления на входных фильтрах** контролируется по техническим манометрам (PI1.2-PI1.5) и датчикам перепада давления (PDIS1.1, PDIS1.2), установленным до и после фильтров.

**Контроль давления на выходном коллекторе СИКН** обеспечивается датчиком давления (PT2.5) с выводом токового сигнала на ИВК «Sybertroll».

**Массовая доля воды** в нефти контролируется поточным влагомером «УДВН-1пм» (позиция МЕЗ.1), установленным на линии БИК. При выходе из строя ПВ, процентное содержание воды определяется по точечной пробе, отбираемой с периодичностью раз в 2 часа.

Нефть с содержанием массовой доли воды свыше 0,5 % считается некондиционной. Прием нефти в этом случае прекращается. Остановка СИКН производится по показаниям ПВ, при этом дополнительно производится отбор проб для определения содержанием воды в нефти согласно ГОСТ 2477-2014 в ИЛ.

Факт поступления некондиционной нефти должен быть удостоверен соответствующим актом за подписью, сдающей и принимающей сторон. Возобновление приема нефти производится на основе устного согласования с диспетчером АО «Транснефть-западная сибирь».

					<i>Перечень контролируемых параметров и периодичность контроля</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

## 2. Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство (условие изокинетичности скоростей)

Значение расхода на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе БИК рассчитывают по формуле

$$Q_{пзу} = Q_{тр} \times \frac{S_{пзу}}{S_{тр}} \quad (13)$$

где  $Q_{пзу}$  - расход на входе в пробозаборное устройство, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{тр}$  - расход в трубопроводе в месте отбора проб, м<sup>3</sup>/ч;

$S_{пзу}$  - площадь входного поперечного сечения пробозаборного устройства, мм<sup>2</sup>;

$S_{тр}$  - площадь поперечного сечения трубопровода, мм<sup>2</sup>.

Примечание - Фактическое значение расхода  $Q_{пзу}$  согласно ГОСТ 2517 (п. 4.13.1.3) может отличаться от рассчитанного по формуле (13) в два раза в большую или меньшую сторону.

Значение расхода на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 - Значение расхода на входе в пробозаборное устройство

Наименование	Обозначение	Формула	Расчет
Расход нефти в ПЗУ и в трубопроводе БИК, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{пзуmax}$ ,	$Q_{трmax} * S_{пзу} / S_{тр}$ ,	11,9
	$Q_{пзуmin}$	$Q_{трmin} * S_{пзу} / S_{тр}$	1,99
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{трmax}$ ,	По проекту	220,0
	$Q_{трmin}$		36,9
Площадь входного сечения ПЗУ, мм <sup>2</sup>	$S_{пзу}$	По паспорту	918
Площадь входного сечения ПЗУ, мм <sup>2</sup>	$S_{тр}$	$\pi * D^2 / 4$	16972
Диаметр трубопровода в месте отбора пробы, мм	D	По проекту	147

<i>Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области</i>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Халин С.В.		
Руковод.		Брусник О.В.		
Консульт.				
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.		
<b>Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство</b>				
			Лит.	Лист
				56
			Листов 113	
Отделение нефтегазового дела, гр. 2БМ01				

Таблица 4 - Значение расхода на входе в трубопровод

Г <sub>СИКН</sub> , т/ч	Q <sub>СИКН</sub> , М <sup>3</sup> ч	Q <sub>БИК</sub> расчетный, М <sup>3</sup> ч	Q <sub>БИК</sub> рабочий, М <sup>3</sup> ч
31,07	36,9	1,99	4,0
33,68	40	2,16	4,32
42,1	50	2,7	5,4
50,52	60	3,25	6,0
58,94	70	3,77	6,0
67,36	80	4,33	6,0
75,78	90	4,87	6,0
84,2	100	5,41	6,0
92,62	110	5,95	6,0
101,04	120	6,49	6,0
109,46	130	7,03	6,0
117,88	140	7,57	6,0
126,3	150	8,11	6,0
134,72	160	8,65	6,0
143,14	170	9,2	6,0
151,56	180	9,74	6,0
159,98	190	10,28	6,0
168,4	200	10,81	6,0
176,82	210	11,36	6,0
185,24	220	11,9	6,0

Расчет произведен при средней плотности нефти равной 842 кг/м<sup>3</sup> и в соответствии с ГОСТ 2517-2012 пункты 2.13.1.2 и 2.13.1.3.

## Прямой динамический метод измерения массы нефти

Метод, основанный на непосредственном измерении массы продукта с применением массомеров.

При данном методе пределы допускаемой относительной погрешности не превышают 0,25% при измерении массы брутто товарной нефти и массы нефтепродукта и 0,35% при измерении массы нетто.

### Краткая характеристика массового кориолисового расходомера

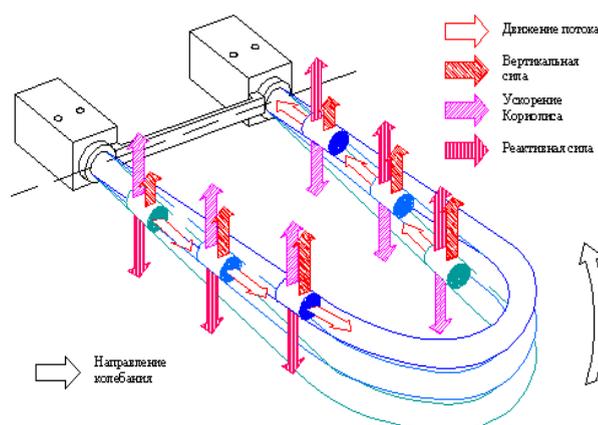


Рисунок 8 - кориолисовый расходомер массовый

Принцип действия применяемых в ТКО массомеров основан на эффекте кориолиса, т.е. на изменениях фаз механических колебаний U-образных трубок, по которым движется измеряемая среда. Сдвиг фаз пропорционален величине массового расхода. Поток с определенной массой, движущийся через входные ветви расходомерных трубок, создает силу кориолиса, которая оказывает сопротивление вибрации расходомерных трубок. Наглядно это сопротивление видно, когда шланг извивается под напором воды.

					Краткая характеристика массового кориолисового расходомера. Прямой динамический метод измерения массы нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

### 3 Разработка организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации СИКН

#### 3.1 Применение поверхностно активных веществ (ПАВ) при транспортировке и хранении нефти

Данная работа основана на сокращении потерь легких углеводородов, путем введения микроколичества добавки с поверхностно-активными веществами, использовались соли калия свободной жирной кислоты (СЖК), чтобы уменьшить потерю легких углеводородов. Оптимальную концентрацию соли определяли, оценивая самым низким давлением насыщенных паров (20 мг/кг). Было установлено, что испаряемость уменьшалась до 55% в нефтяных резервуарах. Целью данной работы является обзор метода оценки потерь углеводородов из резервуаров и повышение экологической безопасности.

Проблема снижения потерь легких углеводородов нефти на всем пути от хранения до применения очень актуальна. Решение этой проблемы не только экологическое, но и экономическое (потеря нефти из-за испарения только в России может составить 5–6 млн. тонн в год).

Согласно исследованиям, потери нефти более 75% обусловлены ее испарением. Потери возникают при хранении, сливе, наполнении, транспортировке, заправке и т.д.

Также испарение нефти часто сопровождается загрязнением окружающей среды. Поэтому хорошо организованная, последовательная и систематическая борьба с потерями от испарения нефти на всех стадиях транспортировки и хранения очень важна.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Халин С.В.</i>			Разработка организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации СИКН	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					59	113
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела, гр. 2БМ01		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

При эксплуатации технически исправного оборудования для нефтепродуктов и транспортных средств основные потери нефтепродукта в результате испарения происходят в резервуарах. Дыхательный клапан, находящийся на крыше резервуара, реагирует на изменения давления и появление вакуума, возникающее в результате дыхания. Когда давление или вакуум превышают заданную норму, затвор клапана поднимается, открывая проход для рабочей среды. Если срабатывание затвора вызвано недопустимыми параметрами давления, то клапан выпускает избыток среды в атмосферу. Если же срабатывание обусловлено вакуумом, то клапан открывается, позволяя воздуху попасть в резервуар.

По данным Европейской комиссии по окружающей среде, при каждой операции слив (загрузка) нефти в атмосферу поступает 0,5-1,5 кг пара углеводорода на каждый кубический метр перелитого нефтепродукта.

Данный метод, позволяющий снизить потери углеводородов от испарения при хранении, транспортировке, загрузке и т.д. не требует затрат на реконструкцию существующего оборудования.

Хорошо известно явление эбулиоскопии: упругость паров раствора ниже упругости паров растворителя. Представляет интерес исследовать влияние на упругость паров поверхностно - активных веществ (ПАВ), концентрирующихся на поверхности жидкости. ПАВ создает на поверхности нефти тонкую пленку, которая препятствует испарению жидких углеводородов в РВС.

Исследовали влияние соли калия фракции СЖК (С<sub>9</sub> - С<sub>15</sub>) на давление насыщенных паров при введении ПАВ в различной концентрации.

В таблице приводятся результаты влияния на давление насыщенных паров нефти солей калия СЖК. Минимальное давление насыщенных паров наблюдается при концентрации солей калия СЖК 20 мг/кг. При увеличении концентрации ПАВ происходит увеличение давления насыщенных паров.

					Разработка организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Наблюдаемое явление объясняется тем, что ПАВ занимает часть поверхности нефти, препятствуя испарению, а при увеличении концентрации ПАВ выше оптимальной величины происходит ассоциация молекул ПАВ, что приводит к увеличению поверхности испарения.

Таблица 5 - Зависимость давления насыщенных паров нефти от концентрации  $C_nH_{2n+1}COOK$

Концентрация [ $C_nH_{2n+1}COO$ ] К мг/кг	Давление насыщенных паров кПа
0	29,32
10	25,79
20	19,32
30	26,58
40	27,85

Была установлено, что испаряемость уменьшалась до 55% в нефтяных резервуарах.

Зависимость массы испаренной нефти от давления насыщенных паров, представлена на формуле 17.

$$W = S \times A \times (P_s - P_d), \text{ г/час} \quad (17)$$

где  $W$  – масса испаренной нефти, г/час

$S$  – коэффициент испарения, г/(мар $\times$ м<sup>2</sup> $\times$  час)

$P_s$ , - парциальное давление, Па

$P_d$  – давление насыщенных паров, Па.

Подача ПАВ может осуществляться: на устье скважины, на путевых трубопроводах и непосредственно на установке по подготовке нефти (УПН) до сброса подтоварной воды периодическим или постоянным методом через дозировочный насос непосредственно из емкостей.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ, ВЫВОДЫ

### ПРЕИМУЩЕСТВО ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ

- высокая эффективность при низкой закупочной стоимости
- взрыво- и пожаробезопасность
- сохранение количества и качества нефти
- легкость использования
- снижения загрязнения атмосферы и улучшение экологической обстановки
- соединения нетоксичны и не вредны для здоровья людей
- не требует затрат на реконструкцию существующего оборудования
- ПАВ не влияет на процесс переработки нефти

Расчет показал, что нововведения дают значимый экономический эффект, что доказывает актуальность проекта. Также стоит заметить, что с точки зрения экологии, то данный метод позволяет значительно снизить концентрацию ЖУВ в воздухе, также состав для человека. Данный метод также применим не только для нефти, но и для бензина и других углеводородов, а также не имеет никаких отрицательных качеств.

Таблица 6 - экономический эффект при использовании ПАВ

Год	Количество испаряемой нефти, млн. т	Финансовые потери, млрд. долл.	Экономия нефти при использовании ПАВ, млн. т	Средняя цена на нефть за год URALS, долл.	Стоимость ПАВ, долл/т	Затраты на ПАВ, долл/год	Экономическая эффективность, млрд. долл.
2015	3,04	1,20	1,5	52,6	300	12200	0,59
2016	3,15	1,04	1,57	43,5		12600	0,51
2017	3,38	1,36	1,69	54,75		13530	0,66
2018	3,45	1,81	1,72	70,4		14000	0,89
<b>Итого</b>	<b>13,02</b>	<b>5,4</b>	<b>6,64</b>			<b>52330</b>	<b>2,65</b>

### 3.1.1. Расчёт потери нефти при больших дыханиях.

Рассмотрим случай затопления понтона и рассчитаем потери бензина при большом дыхании резервуара.

Масса паров нефти, вытесняемая из резервуара за одно большое дыхание, рассчитывается по формуле 18:

$$G_{б.д} = [V_B - V_{Г} * \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_s}\right)] * \frac{P_s * M_B}{T * R}, \quad (18)$$

где  $V_B$  – объем нефти в резервуаре, м<sup>3</sup>

$V_{Г}$  – объем газового пространства в резервуаре, м<sup>3</sup>

$P_1, P_2$  – абсолютные давления в газовом пространстве в конечный и начальный момент времени закачки бензина, Па

$P_s$  – давление насыщенных паров нефти при температуре поверхности резервуара 30°C – 37500Па

$M_B$  – молекулярный вес паров нефти, кг/моль

$T$  – температура в газовом пространстве, К

$R$  – универсальная газовая постоянная, Дж/моль\*К

$$P_1 = P_A + P_B, \quad (19)$$

где  $P_A$  – атмосферное давление, принимаем 100000 Па

$P_B$  – вакуум, при котором срабатывает дыхательный клапан, Па

$$P_1 = 100000 + 250 = 100250 \text{ Па},$$

$$P_1 = P_A + P_B, \quad (20)$$

где  $P_A$  – атмосферное давление, принимаем 100000 Па

$P_{и}$  – избыточное давление, при котором срабатывает дыхательный клапан, Па

$$P_2 = 100000 + 2000 = 102000 \text{ Па},$$

$$M_B = 60 + 0.3 * t_{н.к} + 0.001 * t_{н.к}^2 \quad (21)$$

где  $t_{н.к}$  – температура начала кипения нефти, °С

$$M_B = 60 + 0.3 * 50 + 0.001 * 50^2 = 77.5 \text{ кг/моль},$$

$$G_{б.д} = [10000 - 6000 * \left(\frac{102000 - 100250}{102000 - 37500}\right)] * \frac{37500 * 77.5}{295.5 * 8314.3} = 11636 \text{ кг}.$$

					Разработка организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63



Таблица 4.1 – Время на выполнение работ

Операция	Общее время, ч	
	Замена старого насосного агрегата	Установка нового насосного агрегата
1. Демонтаж старого насоса	2,0	
2. Вывоз старого насосного агрегата из насосного цеха	0,8	
3. Подготовительные работы перед установкой нового насосного агрегата	1,6	
4. Строповка нового насосного агрегата	0,8	
5. Установка насосного агрегата на гидравлическую тележку	0,5	
6. Ввоз насосного агрегата в насосный цех	0,6	
7. Использование гидравлического домкрата для установки насосного агрегата	1,8	
8. Подготовка к запуску	1,8	
9. Пробный запуск	2,0	
Итого	12	

По результатам таблицы видно, что ремонтные работы по замене насосного агрегата составляют 12 ч.

Рассчитаем количество машино-часов за операцию и за год (259 рабочих дней при 12-часовой смене), что позволит в дальнейшем рассчитать сумму амортизационных затрат на оборудование за период проведения работ по замене насосного агрегата

Определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D \cdot K \quad (4.1)$$

где, D – продолжительность периода, час;

K – количество машин.

Для насосного агрегата типа ЦНС 300-120 работы за 1 рабочий день составят:

$$M_{об} = 12 \cdot 2 = 24 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{\text{год}} = 259 \cdot 12 \cdot 2 = 6216 \text{ маш.-час.}$$

#### 4.2 Расчет затрат на оборудование для проведения ремонтных работ

В процессе ремонта потребуется следующая техника: Бортовая машина для транспортировки насосного агрегата, автокран для строповки цепными стяжками, необходимые для обвязки, перемещения и фиксации оборудования и установки на гидравлическую тележку. А также 2 гидравлических домкрата для установки насосного агрегата в насосный цех.

Стоимость оборудования взята по прайс-листам оборудования заводоизготовителей. Результаты амортизационных отчислений оборудования, необходимого для проведения замены насосного агрегата приведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет амортизационных отчислений оборудования, необходимого для ремонта

Оборудование	Ед	Цена ед., руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	№, %	Сумма амортизации, руб. (за 12 мес.)
Автокран КС3561	1	1228000	24560	61400	2,7	397 872
Бортовая машина «ЗИЛ» 131	1	900000	18000	45000	1,6	192600
Итого	2	Σ				<b>590 472</b>

Нормы амортизации выбираем согласно Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. N 1) [18]. Амортизационная группа оборудования: Автокран КС3561 – 3 группа; бортовая машина «ЗИЛ» 131 – 4 группа.

Амортизация за отработанный период:

$$A_{\text{об}} = \frac{A_{\text{год}}}{M_{\text{год}}} \cdot M_{\text{об}} \quad (4.2)$$

где  $A_{\text{год}}$  – амортизационные отчисления за год, руб.;

$M_{\text{год}}$  – машино-часы, отработанные оборудованием за год;

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист 66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$M_{об}$  – машино-часы, отработанные оборудованием за время ремонта.

Для замены насосного агрегата:

$$A_{об} = \frac{590\,472 \cdot 24}{6216} = 2\,279,81 \text{ руб.}$$

Итого с учетом трудоемкости работ, амортизационные отчисления составят за 1 рабочий день:

– замена насосного агрегата = 2 279,81 руб.;

### 4.3 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонтных работ с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3 – Фонд оплаты труда

Профессия	Кол-во работников	Тарифная ставка, руб.	Премия, руб.	Основная ЗП, руб.	Доп. ЗП, руб.	Север. и район. коэф. (50% + 30%)	Рабочее время, час	Итого фонд ЗП, руб.
Водитель автокрана	1	84,28	42,14	126,42	25,28 4	101,13 6	12	3034,0 8
Стропальщик (3й разряд)	2	82,48	41,24	123,72	24,74 4	98,976	12	5938,5 6
Водитель бортовой машины	1	78,45	39,22 5	117,67 5	23,53 5	94,14	12	2824,2
Электрик (6й разряд)	1	125,44	62,72	188,16	37,63 2	150,52 8	12	4515,8 4
Слесарь (4й разряд)	2	96,39	48,19 5	144,58 5	28,91 7	115,66 8	12	6940,0 8
Итого								<b>23252,76</b>

#### 4.4 Затраты на страховые отчисления

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при ремонтных работах представлены в таблице 5.4.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9.

Таким образом страховые отчисления составляют: в фонд социального страхования – 2,9%, фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%, пенсионный фонд РФ – 22%, страхование от несчастных случаев – 0,9%.

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды, который составляет 30% (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Расчет суммы страховых отчислений во внебюджетные фонды

Технология ремонта	Затраты на оплату труда, руб.	Сумма страховых отчислений, руб.
Замена насосного агрегата	23252,76	7185,103

#### 4.5 Затраты на оборудование, материалы и транспортные расходы

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов для замены насосного агрегата (таблицы 4.5).

Таблица 4.5 – Материальные затраты для замены насосного агрегата

Материал	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Насос ЦНС 300-120	1	740 571	740 571
Соединительная муфта	1	15000	15000
Цепные стяжки	2	500	1000
Сальниковая набивка	2	434	868
Гидравлический домкрат	2	3500	7000
Гидравлическая тележка	1	20800	20800
Щётка по металлу	2	160	320
Нефраз, л	4	100	400
Смазка для подшипников (Ravenol)	1	400	400
Σ			786 359
Транспортные расходы, 5%			39 318

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		68

Материал	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Итого			<b>825 677</b>

#### 4.6 Накладные расходы

Накладные расходы:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{\text{нр}}$$

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

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

$$\begin{aligned} З_{\text{накл}} &= (825\,677 + 2279,81 + 23252,76 + 7185,103) \cdot 0,16 \\ &= 137\,343,15 \text{ руб.} \end{aligned}$$

#### 4.7 Стоимость работ по замене насосного агрегата ЦНС-180-85 на ЦНС 300-120

Смета затрат на замену насосного агрегата представлена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Смета затрат на замену насосного агрегата

Наименование статьи	тыс. руб.	уд.вес, %
Материальные	825,677	82,92
Оплата труда	23,25	2,34
Страховые отчисления	7,18	0,72
Амортизационные отчисления	2,27	0,23
Накладные расходы	137,34	13,79
<b>Итого</b>	<b>995,72</b>	<b>100,00</b>

Итоговые технико-экономические показатели замены насосного агрегата представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Технико-экономические показатели замены насосного агрегата

Показатель	Ед.изм.	Замена насосного агрегата типа ЦНС-180-85 на новый насосный агрегат типа ЦНС 300-120
Продолжительность ремонта	час.	12
Численность работников	чел	7
Трудоемкость	маш.-час	24
- материальные затраты	тыс. руб.	825,677
- оплата труда	тыс. руб.	23,25
- страховые отчисления	тыс. руб.	7,18

- амортизация	тыс. руб.	2,27
- накладные расходы	тыс. руб.	137,34
<b>Итого</b>	тыс. руб.	<b>995,72</b>

#### 4.8 Расчет экономической эффективности модернизации

Расчет выручки от реализации дополнительно перекачиваемой нефти при

замене насосного агрегата ЦНС-180-85 на ЦНС 300-120 представлен в таблицах 4.8, 4.9.

Таблица 4.8 – Расчет объемов перекачки

Насос	Подача, м <sup>3</sup> /ч	K <sub>экспл</sub>	Расход			
			м <sup>3</sup> /ч	кг/ч	кг/год	тыс. т/год
Насос ЦНСН 180-85	180	0,5	90	74250	650430000	650,43
Насос ЦНСН 300-120	300	0,5	150	123750	1084050000	1084,05

Расчет показал, что при замене насоса возможна перекачка дополнительной нефти равная  $\Delta = 1084,05 - 650,43 = 433,62$  тыс.т/год. Выручка за счет реализации дополнительно перекачиваемой нефти составит  $433,62 \times 48237,58 = 20\,916\,779,4$  руб.

Таблица 4.9 – Расчет выручки

Цена нефти марки Brent, \$/тонн	Курс, руб/\$	Цена нефти, руб/тонн	Объем перекачки за год, тонн	Выручка от реализации за год, руб.
865,09	55,76	48237,58	1084,05	52 291 948,6

Расчет производится по ставке по состоянию на 20.06.2022 цена продажи нефти согласно данным деловой газеты РБК [3].

Таблица 4.10 – Эксплуатационные затраты

Показатели	Насос ЦНСН 300-120
Амортизационные отчисления на полное восстановление, рублей/машино-час	31,45

Затраты на выполнение всех видов ремонта, диагностирование и техническое обслуживание, рублей/машино-час	132,83
Затраты на замену быстроизнашивающихся частей, рублей/машино-час	123,95
Оплата труда рабочих, рублей/машино-час;	1268,24
Затраты на смазочные материалы, рублей/машино-час	132,77
Сумма эксплуатационных затрат, рублей/машино-час	1689,25
Годовой режим эксплуатации, ч.	6216
Сумма эксплуатационных затрат в год, руб.	<b>10500367,2</b>

Рассчитаем капитальные вложения в проект (таблица 4.11). Затраты на монтаж включают затраты на амортизацию, заработную плату, страховые отчисления и накладные расходы и равны  $Z_M = 995\,720 - 825\,677 = 170\,043$  руб.

Таблица 4.11 – Капитальные затраты, руб

Стоимость оборудования	Затраты на доставку	Затраты на монтаж	Всего капитальных вложений	Амортизация	Остаточная стоимость	Налог на имущество
825 677	82 567,7	170 043	1 078 287,7	195 493	882 794,7	19 421,5

Таблица 4.12 – Расчет чистой прибыли, млн руб.

Показатель	Значение
1. Выручка	52291948,6
2. Эксплуатационные затраты	10500367,20
3. Налог на имущество	19421,50
4. Валовая прибыль	41772159,9
5. Налог на прибыль	8354431,98
8. Чистая прибыль	4182272,08

Чистый дисконтированный доход определяется по формуле:

$$NPV = -Inv + \sum_{i=1}^n \frac{(E_i - C_i)}{(1 + r)^i}$$

где, NPV – величина чистого дисконтированного дохода;

Inv – первоначальные инвестиции;

$C_i$  – потоки денежных средств в конкретный период срока окупаемости проекта, которые представляют собой суммы притоков и оттоков денежных средств в каждом конкретном периоде  $t$  ( $t = 1 \dots n$ ) возьмем за 1 год;

$r$  – ставка дисконтирования, возьмем равную 15%.

$$NPV = -1078287,7 + \frac{(4377765,08)}{(1 + 0,15)} = 2728464,54 \text{руб.}$$

### **Заключение**

Согласно проведенным расчетам, можно сделать следующие выводы.

1. При замене насосного агрегата типа ЦНС-180-85 на новый насосный агрегат типа ЦНС 300-120 (сумма финансовых затрат компании 995,72 тыс. руб.) увеличится производительность приема – сдаточного пункта (с 650,43 т. тн/год до 1084,04 т. тн/год.).
2. Выручка от реализации дополнительно перекачиваемой нефти составит 20,92 млн. руб.
3. Чистый дисконтированный доход за 1 год составит 2,728 млн руб.

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		72

## 5 Социальная ответственность

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы персонала на производственных объектах НПС, а также соблюдению условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

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

В

р

а Объектом исследования магистерской диссертации является система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН).

о Рабочая зона: климат в районе работ с умеренно холодной зимой и жарким летом

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

т Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: измерение и обработка информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры,

н

ы

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат.	функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто нефти.		
Разраб.		Халин С.В.			Лист.	Лист	Листов
Руковод.	Бригиди С.В.					73	113
Рук. ООП	Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		
Л							

о

в

## 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) [20]: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней [20].

Рабочей зоной являются полевые условия на производственном объекте НПС. Эргономические требования к рабочему месту на рассматриваемых площадках регламентируются системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.2.049-80 [21] при работе с производственным оборудованием и ГОСТ 12.2.033-78 [22] при выполнении работ стоя.

## 5.2 Производственная безопасность

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

В таблице 5.1 представлены опасные и вредные факторы при проектировании ПСП. На подготовительном этапе выполняется обновление программного технического комплекса, обеспечивающего вывод дополнительных сигналов контроля работы СИКН в единую систему

Д

и

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы при эксплуатации СИКН

е					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		78

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Подготовительный этап	Завершающие работы по ПСП	
1. Повышенный уровень шума;	-	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [24]
2. Повышенный уровень общей вибрации;	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [25]
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны;	-	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [26]
4. Повышенная влажность и загазованность рабочей зоны;	+	+	ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [27]
5. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм;	-	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [28]
6. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов;	+	-	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Классификация и общие требования безопасности [29]
7. Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [30]
8. Пожаро-взрывобезопасность на рабочем месте.	+	+	ГОСТ 12.1.044-2018. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов [30]

## 5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

### 1. Повышенный уровень шума

Уровни звука (шума) и эквивалентные уровни звука при работе, выполняемой с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами,

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

операторской работе по точному графику с инструкцией; диспетчерской работе не должны превышать допустимый уровень в соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 (таблица 5.2).

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного слухового контроля; операторская работа по точному графику с инструкцией; диспетчерская работа.	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

К индивидуальным мероприятиям для снижения вредного влияния шума согласно [24, 25] можно отнести: наушники, противошумные вкладыши, шлемы и каски. Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

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

## 2. Повышенный уровень общей вибрации

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		77

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных, спусковых и цементируемых агрегатах, при спуске и подъеме насоснокомпрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0/28 мм [25].

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

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

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

### *3 Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Рабочее освещение нормируется по СП 52.13330.2016 [26]. Для площадок, выделенных для размещения оборудования, необходимого для проведения работ по очистке, необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог.

При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов. Для освещения внутри резервуара должны

применяться переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 В.

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

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H<sub>2</sub>S - 0.1 мг/м<sup>3</sup> по Государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.005 - 88 [27].

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

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

Нефть, химреагенты (ингибиторы и деэмульгаторы), относятся к веществам 3 класса опасности [28] и являются легковоспламеняющейся жидкостью, умеренно опасной по степени воздействия на организм, вредная при проглатывании. Вызывает раздражение кожи, повреждения глаз. Может вызвать раздражение верхних дыхательных путей, сонливость и головокружение при однократном воздействии.

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

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

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

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

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

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

Для оценки риска ожога при соприкосновении кожи с горячей поверхностью машины необходимо измерить температуру этой поверхности [29].

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

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

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

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

В целях избегания возникновения опасных ситуаций предусмотрены необходимые меры безопасности:

- оборудование, трубопроводы, применяемые на производстве, полностью герметичны;
- изолировать токоведущие части оборудования;

- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [32]. Наиболее опасным считается переменный ток с частотой 50 Гц.

Основные средства индивидуальной защиты: изолирующая подставка, резиновый коврик (дорожка), щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты [30].

#### *8 Пожаро-взрывобезопасность на рабочем месте*

Технологические процессы приема и сдачи нефти на объекте по характеру свойств веществ, обрабатываемых на производстве, относятся к взрывопожароопасным. Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются в соответствии с ГОСТ 12.1.044-2018 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов [12].

Основные опасности производства обусловлены:

- наличием легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров, токсичностью продуктов и их паров;
- возможной разгерметизацией трубопроводов или оборудования, что может вызвать отравление парами углеводородов, а также привести к взрыву и пожару;
- несоблюдением правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов, что может стать причиной пожара

Места проведения огневых работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой). В опасной зоне места проведения огневых работ

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		81

запрещается курить, разводить костры применять открытый огонь. Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов.

### **Расчет системы искусственного освещения**

Рабочее освещение нормируется по СП 52.13330.2016 [26] в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. Рабочее освещение создаёт равномерную освещённость, исключает возможность образования резких теней, блескости, обеспечивает правильную цветопередачу, является экономичным, надёжным и удобным в эксплуатации.

Аварийное освещение предусмотрено на случай отключения рабочего освещения для продолжения работ или для эвакуации людей. Освещенность в первом случае составляет не менее 2 лк, во втором – не менее 0,5 лк. Для охранного освещения (не менее 0,5 лк) используется часть светильников рабочего освещения.

Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения. Высота рабочей поверхности  $h_{рп} = 0,7$  м; требуемая норма освещенности 300 лк. Коэффициент отражения стен  $R_c = 50$  %, потолка  $R_n = 50$  %.

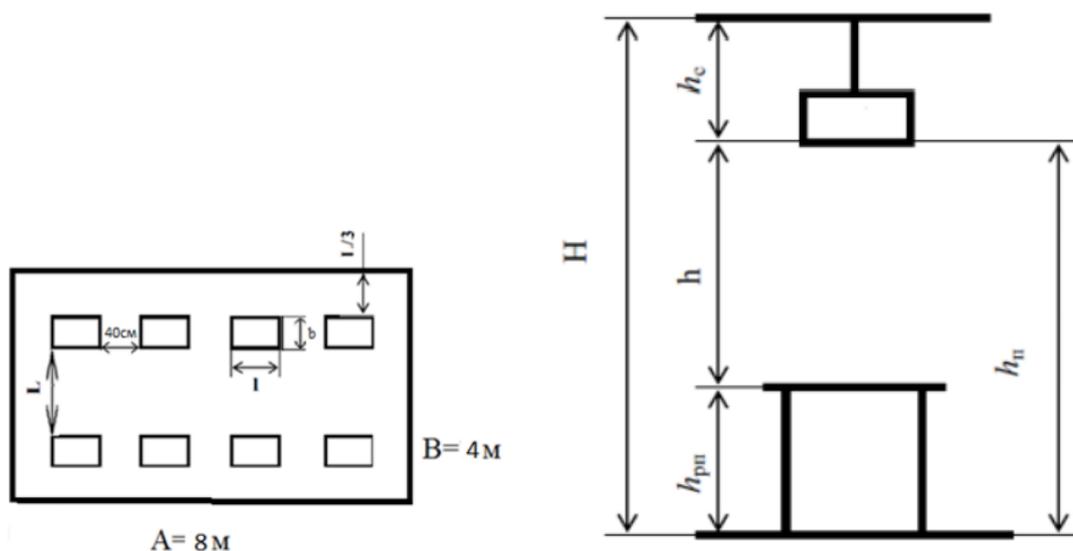


Рисунок 1 – Схема освещения рабочей зоны

Выбираем светильники типа ОДОР мощностью 40 Вт,  $\lambda = 1,2$  из таблицы 9 в руководстве

Приняв расстояние светильников от перекрытия  $h_c = 0,5$  м (свес), получаем:

$$h = H - h_{рп} - h_c = 3 - 0,7 - 0,5 = 1,8 \text{ м}$$

$$L = \lambda \cdot h = 1,1 \cdot 1,8 = 1,98 \text{ м}$$

$$\frac{L}{3} = \frac{1,98}{3} = 0,66 \text{ м}$$

где  $h_{рп}$  – высота рабочей поверхности над полом, м;

$L$  – расстояние между соседними светильниками или рядами, м;

$h$  – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью, м

Размещаем светильники в два ряда. В каждом ряду можно установить 4 светильника типа ОДОР мощностью 40 Вт (с длиной  $l = 1,227$  м; шириной  $b = 0,265$  м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 40 см.

Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении  $N$  будет равно:

$$N = n_{\text{ряд}} \cdot n_{\text{св}} = 2 \cdot 8 = 16$$

Проверяем соответствие размеров

$$A = 3 \cdot 0,4 + 2 \cdot \frac{L}{3} + 4 \cdot l$$

$$A = 3 \cdot 0,4 + 2 \cdot 0,66 + 4 \cdot 1,227 = 7,428$$

$$B = L + 2 \cdot \frac{L}{3} + 2 \cdot b$$

$$B = 1,98 + 2 \cdot 0,66 + 2 \cdot 0,265 = 3,83$$

Находим индекс помещения:

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)} = \frac{8 \cdot 4}{1,8 \cdot (8 + 4)} = 1,48 \approx 1,5$$

По таблице 5 из руководства «Коэффициенты использования светового потока светильников с люминесцентными лампами» определяем:

$$\eta = 43\% \text{ или } \eta = 0,43$$

Определяем световой поток лампы:

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N_{\text{л}} \cdot \eta}$$

$K_z$  – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, равен 1,5;  
 $Z$  – коэффициент неравномерности освещения, для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1

$$\Phi = \frac{300 \cdot 8 \cdot 4 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{16 \cdot 0,43} = 2302,32 \text{ Лм}$$

По таблице 6 из руководства «Основные характеристики люминесцентных ламп». Выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛД 40 Вт с потоком 2300 Лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд.}} - \Phi_{\text{л.расч.}}}{\Phi_{\text{л.станд.}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

$$-10\% \leq \frac{2300 - 2302,32}{2300} \cdot 100\% = -0,1\% \leq +20\% - \text{входит в диапазон}$$

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 40 \cdot 16 = 640 \text{ Вт.}$$

Коллективные средства защиты (КСЗ) в соответствии с СП 52.13330.2016

1. Наличие светильников (взрывозащищенных).
2. Постоянная во времени освещенность
3. Яркость светильников (отсутствие прямой и отражённой блескости).

### 5.3 Экологическая безопасность

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

#### *1 Защита селитебной зоны*

Согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. [33] объекты по добыче сырой нефти и (или) природного газа, включая переработку природного газа и производству нефтепродуктов относятся к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (НВОС) .

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

Санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, составляет (согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [34]) – 1000 м.

При эксплуатации СИКН образуются следующие виды опасных отходов:

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

По мере накопления вывозятся на специализированный полигон:

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

## *2 Защита литосферы*

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

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

В случае разлива нефти на почву необходимо немедленно выполнить все необходимые мероприятия для локализации разлива, а разлитую нефть

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

откачать в безнапорные дренажные емкости сбора утечек. Загрязненный грунт, если таковой имеется следует собрать и увезти с территории на специально отведенное место согласно ГОСТ Р 53692-2009 Обращение с отходами [35].

### *3 защита гидросферы*

В процессе эксплуатации СИКН, особого влияния на водные ресурсы земли не происходит. Образование и утилизации отходов производственно-дождевых стоков осуществляется только в специально предназначенные для этого места (емкости) с дальнейшим их вывозом на водоочистные сооружения. Не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водных ресурсов в соответствии с ГОСТ 17.1.3.06-82. [36] и поверхностных вод ГОСТ 17.1.3.13-86 [37].

### *4 Защита атмосферы*

Атмосферный воздух рабочей зоны должно соответствовать требованиям СанПиН 2.1.3684-21 [38].

Основными источниками выбросов вредных веществ в атмосферу являются организованные выбросы:

- дыхательные клапана на резервуарах
- дыхательные клапана на дренажных и приемной ёмкостях;
- узел учёта нефти (вентиляционная система). Неорганизованные выбросы.

Мероприятия по защиты атмосферы от загрязнения:

- Снижение температуры нефти и нефтепродуктов;
- улучшение герметизации емкостей;
- применение установки улавливающие пары углеводородов.

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в чрезвычайных ситуациях (ГОСТ Р 22.0.01-2016) [39].

Перечень возможных ЧС:

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

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

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

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П-I – зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия. Классификация пожара - пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов (В).

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

### **Вывод по разделу**

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

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

оборудования, материалов, а также производственные факторы, связанные с электрическим током, пожаро-взрывобезопасность на рабочем месте.

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

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

Для того чтобы обеспечить безопасность сотрудника, компания должна производить контроль за источниками негативного воздействия, за соблюдением основных правил и использованием индивидуальных и коллективных средств защиты. Также каждый сотрудник обязан проходить проверку знаний правил безопасности и поведения в ЧС.

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		87

## Заключение

В ходе магистерской диссертации был изучен ряд нормативно-технических документов в области эксплуатации и обслуживания действующего приемо-сдаточного пункта «Лугинецкое». Произведен анализ энерго- и ресурсоэффективности технологических процессов.

Разработаны организационные и технические мероприятия, направленные на повышение эффективности эксплуатации СИКН №575 ПСП «Лугинецкое» по средствам замены ТПР на массомеры.

Произведен расчет расхода нефти через пробозаборное устройство с соблюдением условия изокINETичности скоростей согласно ГОСТ 2517-2012.

Разработаны учебно-методические материалы (лабораторные работы) для учебно-лабораторного стенда СИКН ТПУ.

Обоснованы применяемые методы учета нефти на СИКН №575.

Экономическая эффективность/значимость работы: заключается в замене ТПР на массомеры.

В ходе Выпускной квалификационной работы магистра были получены результаты, которые используются в рамках проекта разработки учебно-методических материалов и внедрения учебно-лабораторного стенда СИКН в блочном модульном исполнении в образовательный процесс подготовки специалистов направления 21.04.01.

Все вышеизложенное дает право утверждать, что предложенные мероприятия по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта «Лугинецкое», являются наиболее оптимальными к применению и экономически выгодны.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области			
Разраб.		Халин С.В.			Заклучение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					88	113
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						Отделение нефтегазового дела, гр. 2БМ01		

### Список используемых источников

1. ГОСТ Р 8.595–2004. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 11 с. ГОСТ 2517–2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. М.: Стандартиформ, 2014. – 35 с.
2. МИ 3532–2015 Рекомендация. ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти – Казань, 2015 – 65 с.
3. МИ2837–2003. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение. – М.: Госстандарт России, 2003. – 41 с.
4. ГОСТ Р 51858–2002 Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартиформ, 2002. – 10 с.
5. МИ 2775–2002. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе. – М.: Стандартиформ, 2002. – 18 с.
6. МИ 3081–2007 ГСО. Система измерений количества и показателей качества нефти, светлых нефтепродуктов и жидких углеводородов. Техническое обслуживание и ремонт. – М.: Стандартиформ, 2007. – 60 с.
7. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23–05–95\* М.: – Минрегион, 2010 – 75 с
8. ГОСТ 2517–2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: Стандартиформ, 2014. – 35 с.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Халин С.В.</i>				Список используемых источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брусник О.В.</i>						89	113
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>					Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

9. ГОСТ Р 8.563–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений. – М.: Госстандарт России, 2009. –13 с.

10. МИ 2825–2003. Рекомендация Государственная Система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию. – М.:

11. Федеральное государственное унитарное предприятие

«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» ФГУПВНИИР, 2003. – 31 с.

12. МИ 2825–2003. Рекомендация Государственная Система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию. – М.:

13. Р 50.2.040–2004. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. – М.: Госстандарт России, 2004. – 66 с.

14. РМГ 86-2009 ГСО. Масса нефти. Методика выполнения измерений в вертикальных резервуарах в системе магистрального нефтепроводного транспорта. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2009. – 24 с.

15. Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН №66333-16 и резервной схемы учета ООО

«РН-СМНГ».

16. РМГ 100–2010 Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти. Введены в действие приказом Росстандарта от 21.12.2010 № 829- ст.

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

17. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е34 Монтаж компрессоров, насосов и вентиляторов;

18. Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. N 1).

19. Ежедневная деловая газета РБК: <https://quote.rbc.ru/ticker/181206>

20. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);

21. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

22. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

23. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

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

25. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

26. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение

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

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

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

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

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		91

31. ГОСТ 12.1.044-2018 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

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

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

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

35. ГОСТ Р 53692-2009 Обращение с отходами.

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

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

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

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

## Приложение А – Losses of oil and oil products during acceptance for operation

Losses of oil and oil products during acceptance for operation

Студент

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ01	Халин Сергей Валерьевич		

Руководитель ВКР

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н.		

Консультант-лингвист ОИЯ ШБИП

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОИЯ	Айкина Т.Ю.	к.филолог.н.		

# 1 Individual and group losses during acceptance and delivery operations

The problem of oil loss often arises during acceptance operations. Hermavan et al. [1] classified oil losses into two categories: (1) individual and (2) group losses.

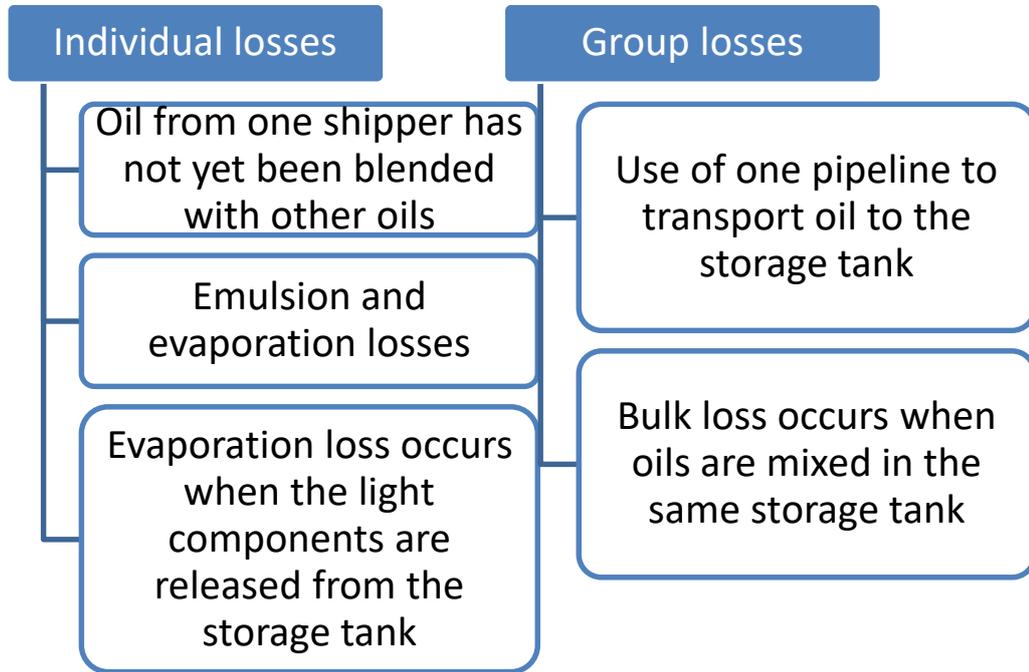


Figure 1 - Oil losses [2]

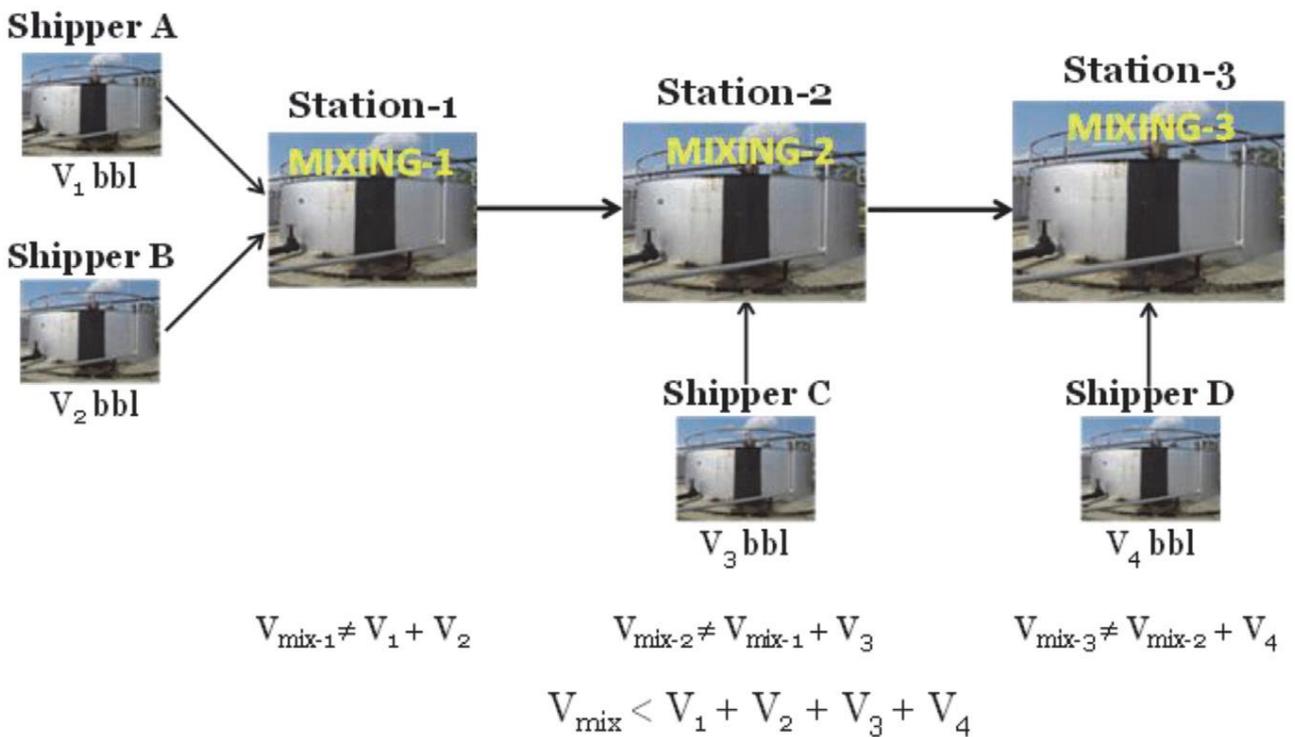


Figure 2 – Oil blending at a treatment station [2]

Group losses are affected by the gravitational force, or API gravity. These are the properties of oil:

- 1) SG or API density, (heavy or light oil density),
- 2) normal boiling point (ease of evaporation of oil)
- 3) viscosity (free flow of oil).

According to [3, 4], there are five categories of oil liquids.

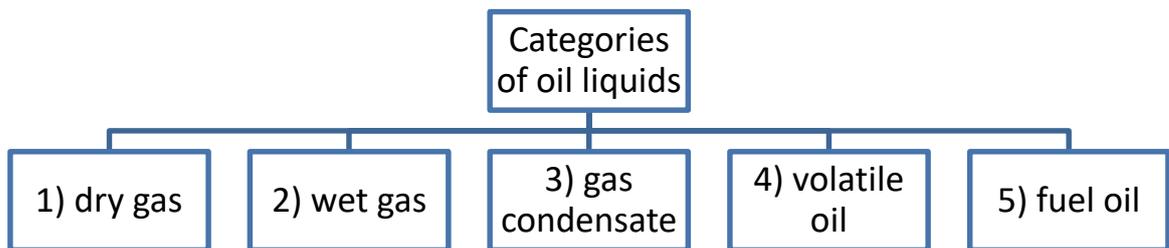


Figure 3 - Categories of oil liquids [3,4]

The properties of petroleum fluids will change when they are mixed into the same reservoir.

According to Figure 2, we define that shippers A and B go through the mixing process 3 times. Compared to other shippers, the amount of oil loss for shipper D will be less because it experiences only one oil mixing.

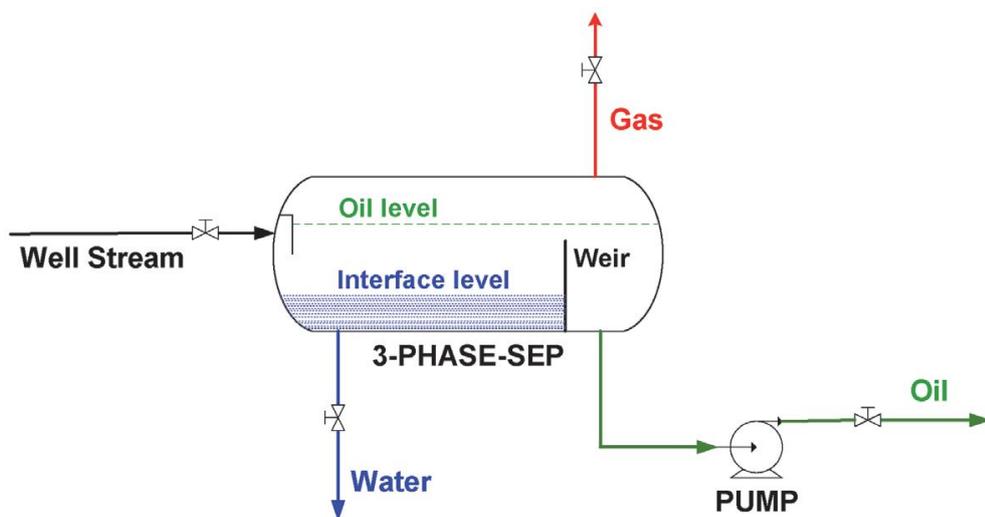


Figure 4 - Typical 3-phase-separator [5, 6]

Group oil loss can also occur during oil separation, as shown in Figure 4. In this process, gas and water are separated from the crude oil. These steps are performed to remove light hydrocarbons in order to obtain stable oil [5]. On the other hand, the correct operating conditions of the 3-phase-separator should help to avoid oil losses. It is necessary that water does not overflow the weir and enter into the oil flow. And vice versa, so that oil does not enter the water flow [6].

A typical oil mixing scheme for acceptance operations is shown in Figure 5.

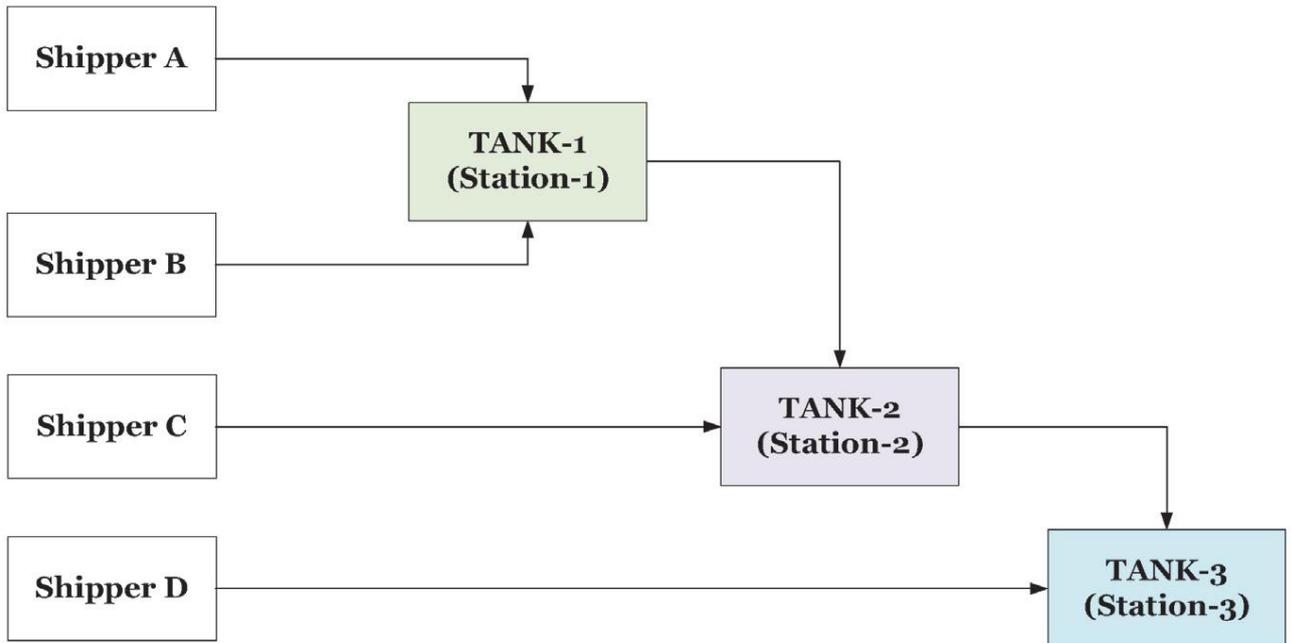


Figure 5 - The typical block diagram of oil distribution and mixing phenomena [2]

According to Figure 5, shippers A and B will have 3 times mixing in tank-1, tank-2 and tank-3, respectively. Shipper C will have to mix twice in tank-2 and tank-3, whereas shipper D has only one-time mixing in tank -3.

Reasons for oil loss that can be minimized are as follows:

- Limited number of reservoirs in the field, this leads to the need to mix oil from different fields.
- The design of the tank must not allow the loss of oil by evaporation.
- Lack of automatic flow meters.
- Incorrect interface level setting in 3-phase separator.

The inevitable oil losses are as follows:

- Presence of water-oil emulsions with difficulty of its separation [7].
- Oil mixing losses in a pipeline or reservoir.
- Due to the evaporation of light hydrocarbons, crude oil becomes unstable.

## **2 Reasons for the formation of crude oil losses during transportation and storage**

The classification of the causes of petroleum products loss during their transportation and storage includes the following types [2]:

- from evaporation – reduction and deterioration of the quality of the product
- mixing – the volume remains the same, but the product loses its selling value

The main causes of product losses at the bases are [3]:

1. Unsatisfactory condition of steel tanks and equipment for them.
2. Poor cleaning of tanks (removal of bottom water and product residues).
3. Technological failure of pipelines and pumping stations.
4. Incorrect maintenance of tanks, which leads to overheating and the release of goods.

The problems presented can be eliminated by tightening control over the workers responsible for a particular area of work, as well as by periodically conducting technical inspections designed to identify and eliminate the causes of problems. Having gained the ability to control the leakage of oil products, the situation of mixing or contamination of the goods will also be automatically resolved.

## **3 Classification of oil losses during transportation and storage**

There are two main types of oil product losses [3-5]:

1. Operating losses. This type of loss is due to the human factor and the presence of technical imperfections in the pipeline systems used. As an example, we

can cite the methods of filling gasoline at gas stations: under the level or open (the second method is characterized by significantly greater losses).

2. Accidental loss of oil due to leakage. These losses occur as a result of natural disasters, with a high degree of deterioration of the tank farm (decrease in the strength of tanks), as a result of non-compliance with the requirements for the safe operation of containers intended for storage and transportation, damage to pipelines, tanks, connected equipment or vehicles used.

In turn, the operational losses of oil products are divided into 3 subclasses – quantitative / qualitative / qualitative-quantitative. Oil loss is understood as the loss of oil products resulting from depressurization of tanks, pumping equipment housings, pipeline sections, etc.

#### **4 Measures to reduce losses of petroleum products during transportation and storage**

One of the most effective ways to reduce oil product losses is to use underground storage tanks. Such tanks are much less affected by temperature fluctuations, due to which the loss of raw materials is reduced by 8-10 times.

In the case of above ground tanks, it is recommended to use insulating coatings in the form of aluminum paint and a layer of enamel to minimize the effect of temperature changes. As a result of the use of thermal insulation coatings, the efficiency of thermal insulation increases by approximately 30-60%, provided that both the inner and outer surfaces are covered.

The main conditions for minimizing the loss of oil products due to the “breathing” of the oil reservoir are:

1. Volatile compounds must be stored in floating roof structures.
2. Compliance with the requirements for limiting the filling of tanks.
3. Using a reflective disk.

#### **5 Technological features in the design, construction and operation of tanks associated with the reduction of oil product losses**

Technical diagnostics is the main event in acceptance operations. The composition of technical diagnostics includes the following works [5]:

1. Carrying out a full technical diagnostics, which is carried out in case of detection of defects that require repair work;

2. Carrying out full or partial technical diagnostics, which is carried out in a planned manner.

Through the use of new methods for conducting technical diagnostics and industrial safety expertise of tank farms, a significant reduction in the likelihood of accidents and an increase in the level of industrial safety of hazardous production facilities in the oil and gas industry are achieved.

It is necessary to seal all processes of draining, filling and storage of raw materials. The main reason for oil losses is its evaporation during transportation, according to [3-5].

All oil losses are classified as follows:

- quantitative losses;
- qualitative and quantitative losses (losses of raw materials, leading to a deterioration in its quality, losses due to evaporation processes);
- loss of quality (deterioration of the quality of raw materials in the absence of quantitative losses).

The classification of ways to reduce the loss of oil products from evaporation is shown in Figure 6 [6-7].

<b>Ways to reduce the loss of petroleum products</b>	Thermal insulation of tanks
	Special tank design
	Gas piping
	Vapor condensation
	Floating roofs and pontoons
	Microballoons and protective emulsions
	Reflector discs
	Adsorbents
	Compression systems
	Proper organization of technological processes

**Figure 6- Classification of ways to reduce the loss of oil products from evaporation [6-7]**



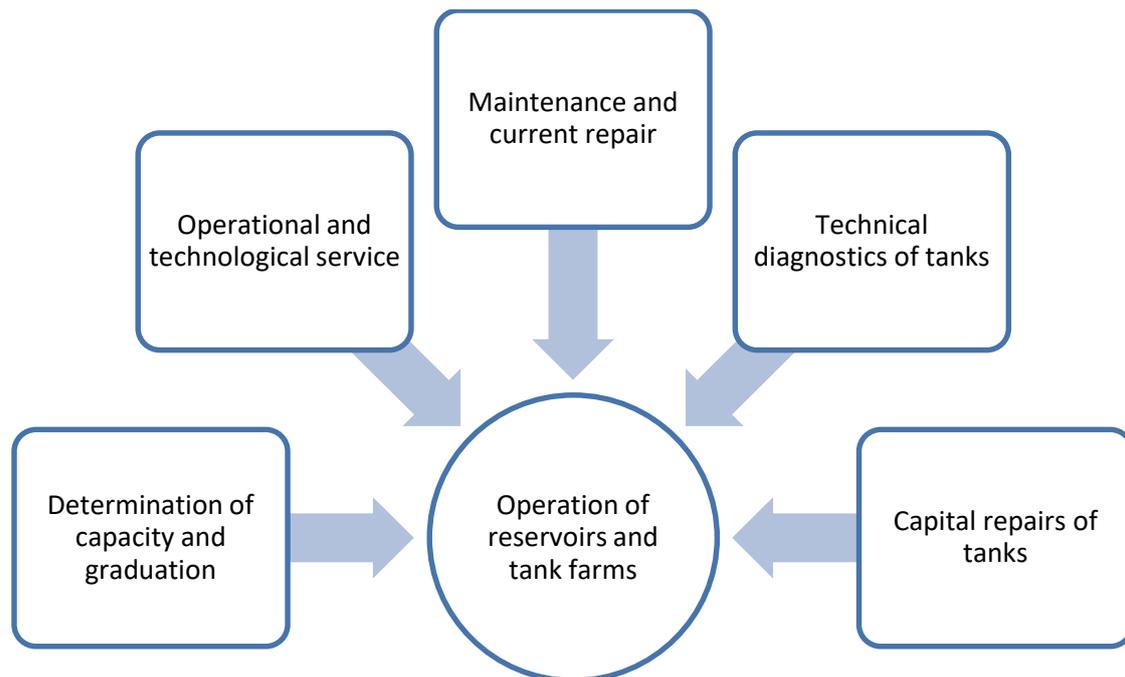
The conducted literature analysis shows that the modern approach to protection against losses or their minimization during storage of petroleum products is based on the basic principles:

- ensuring thermal protection of tanks;
- using special floating coatings and pontoons;
- using special absorbents.

At the same time, it is necessary to search for new technical solutions or use existing experience for application at a new technical facility.

## **6 Analysis of the operation features of the tank farm at the oil facility**

The operation of reservoirs is understood as a set of measures that ensure the reception, storage and delivery of petroleum products, testing and acceptance of reservoirs for operation, maintenance and repair [7]. Fig. 8 shows the work performed during the operation of tank farms.



**Figure 8 - Works during the operation of tanks**

Employees responsible for the technical operation of tanks should [5-7]:

- ensure reliability and safety in their work;
- develop and implement measures for environmental protection;

- check the availability and serviceability of protective equipment and fire-fighting equipment.

The structure of the algorithm for checking the technical condition of the tank [3-5]:

1. Assessment of the current technical condition of the tank farm in accordance with the estimated service life:

– conducting a partial external examination with a frequency of 1 time every 5 years;

– conducting a full survey with a frequency of 1 time every 10 years.

2. Carrying out an assessment of the current technical condition of tank farms that have completed their estimated service life:

– conducting a partial survey of tank farms with a frequency of 1 time in 4 years;

– carrying out a full survey of tank farms with a frequency of 1 time in 8 years.

Within the estimated service life, specialized organizations carry out work on the technical inspection of tanks.

The complex of works on checking the current technical condition of tank farms consists of stages and operations that are carried out to:

– analyze the degree of safety of operated tanks;

– calculate the residual period of safe operation.

Partial external survey works are carried out once every 5 years and consist of the following stages:

– analysis of operational and technical documentation of the tank farm;

– measuring the thickness of the wall belts that protrude from the edges of the bottom and the roof deck;

- study and analysis of the geometric shapes of the walls and work on leveling the outer contours of the bottom;
- analysis of the current state of the bases and blind areas.
- issuance of a conclusion on the possibility or impossibility of further operation of the tank farm with the issuance of relevant documents.

Full survey work should be carried out once every 10 years and consist of the following stages [2-5]:

- analysis of operational and technical documentation of the tank farm.
- measuring the geometric shapes of the walls and leveling the bottom;
- measurement of distances between pontoons (floating roofs) and tank walls.
- analysis of the current state of pontoons (floating roofs).
- analysis of the current state of the bases and blind areas.
- carrying out ultrasonic, radiographic and other methods of flaw detection to establish the current state of the tanks.
- issuance of a conclusion on the possibility or impossibility of further operation of the tank farm with the issuance of relevant documents.

Periodically hydraulic tests of tanks are carried out.

The test plan includes a minimum of 3 items.

1. Preparation. First, an objective inspection of the structure is carried out for visible defects, violations of the production technologies for industrial equipment for storing oil and its products, and the tightness of the seams. Based on the results of the inspection, an act of readiness for test manipulations is drawn up. In its absence, filling a steel vertical cylindrical vessel with any liquids is prohibited.

2. Control of the conditions of hydraulic testing of tanks for oil products (positive ambient temperature – it should be above zero at the outer surface of the walls throughout the entire process of the tank block installation).

3. Actually, hydraulic testing of the reservoir for tightness takes from 1-2 to 5 days. In the action program:

- study of the position of the valves (they must be closed as tightly as possible);
- filling with water to a height of 1 m for 1 day (bottom part);
- bay to the design mark (control with water of the seams of a steel cylindrical tank before the start of operation);
- waiting and observation (reinforced concrete products can be tested no earlier than 5 days after pouring).

Based on the results of the inspections carried out, a test report for vertical tanks is prepared, in which all the results of the procedure are recorded.

Hydraulic testing of the reservoir for reliability, installation quality and tightness of cylindrical vertical steel structures is scheduled no earlier than their installation and welding are completed; the quality of elements and connecting sections is checked. Tests are carried out only after the tanks are accepted by the technical supervision service.

The test work itself is mandatory prescribed in the tank farm construction project, according to the technological map, which is its integral part. The map contains data:

- on the sequence of control operations;
- wiring plan for connected water pipes for pumping / pumping water;
- mode of conduct, according to the requirements of the test program for a steel vertical tank;
- places of installation of shutoff valves;

- plan for future manipulations;
- conditions for the safety of employees during the control of the strength of a steel cylindrical tank.

As part of the preparation for hydraulic testing of tanks, 2 groups of work are being carried out. First, the preparation of the container itself. It is inspected for stability, quality of welds, shape and tightness of the bottom part, reliability of pipes, roof, hatches. Particular attention is paid to the connections of the walls with the elements (bottom, roof).

The second block is the preparation of a territory for hydraulic testing of a tank for water, oils, fuels and lubricants and other liquids. This process includes:

1. Setting the boundaries of the work site and the formation of barrier structures. Often, ready-made protective walls or embankments act as the boundary of a dangerous area. In their absence, warning signs are installed within a radius equal to 2 container diameters. The reference point is the center of a vertical steel cylindrical tank.

2. Placement of devices, including instrumentation and valves of temporary pipelines, outside the site.

3. Clearing the territory.

4. Briefing, taking into account the applicable tank testing methodology on safety issues. Measures designed to guarantee the safety of work are approved in advance after agreement with the customer of the work, signed by the chief engineer of the company that carries out them.

A vertical tank is considered to have passed the test if, after the specified time after filling with water:

- there are no signs of leakage on its walls;
- the level of the filled liquid has not changed since the moment of injection;
- there are no noticeable defects caused by water pressure;

- the base of the vessel is stabilized.

The act of hydraulic testing of tanks reflects all the results: an assessment of the technical condition is given, effective modes of its operation are determined, the total / estimated period of service is specified, periods of use are determined until the next diagnosis. According to the results of the control, the structure can be put into operation (acceptance) or sent for repair (after which it will be tested again).

To accept the tank for operation, all conditions must be met:

- water tests, strength and stability control;
- earth embankment completed;
- the installation site is landscaped;
- All construction and installation work has been completed.

The act of acceptance of the tank (acceptance-delivery) is signed by a special commission, which is created by order of the administration of the user enterprise. Its participants must familiarize themselves with all the technical and technological documents, conduct a visual inspection of the cylindrical tank and pipelines connected to it.

After acceptance of the equipment, the control process is put on stream. The personnel who work with the equipment must conduct a daily inspection of the structure (special attention - hatches, manholes, connections) for tightness and integrity of the seals.

## **7 Applied tank farm protection equipment**

During the operation of pipelines and tanks, emergencies often occur. The latter are mainly associated with mechanical damage, failure of individual equipment, breakdowns of various equipment under the influence of an aggressive working environment. The consequences of such accidents, both for the tanks themselves and for people (staff, third parties) can be the most serious.

In order to avoid such complications when working with tanks, an appropriate set of protective fittings is used. This type of pipeline fittings is a set of technical and technological solutions for quick response.

The basic function of protective fittings is to prevent accidents and breakdowns in the event of malfunctions of individual elements. In this regard, it repeats the purpose of safety pipeline fittings. With a serious caveat:

- safety valves and gates operate to close - cutting off / disconnecting a faulty unit or assembly that transports (collects / outputs) the flow of a hazardous substance from faulty equipment;

- safety pipeline fittings, on the other hand, open the free passage of the working medium for the discharge of its excess in order to “quench” excess pressure.

The tasks of the protective devices of the rebar set should include:

- prevention of serious accidents (protection of functioning units);
- prevention of serious deviations from normal parameters;
- minimizing the consequences of accidents at a production or industrial enterprise, construction site, mining area, etc.

Depending on the principle of action and purpose, there are:

1. Check valves.
2. Shutdown pipeline fittings.
3. Shut-off systems.

Reverse protective fittings are the most demanded protection class. Its functions are:

- maintaining the direction of the working medium flow in case of breakdowns in certain sections of a complex pipeline scheme;
- maintaining normal pressure in the working part during its emergency decrease in the rupture zone.

For a complex pipeline scheme, it is necessary to order the manufacture of a sufficiently large number of reinforcing products (1–2 for each connected pump). This will provide high-quality protection of expensive equipment and the entire system from external factors.

The check valve is the easiest way to maintain the direction of flow and protect the environment (equipment) from the aggressive effects of the working environment in case of fluctuations (deviations from the norm) of indicators. The role of the shutter here is performed by the spool – it moves back and forth along with the flow.

Pros:

- simple design (convenient installation, replacement, taking measurements for manufacturing);
- high tightness when overlapping;
- affordable production and purchase price.

There is also a minus - sensitivity to pollution of the working environment. Insufficient filtration increases the risk of jamming.

Check valves are used for pipes with a large pipe diameter. The system is blocked not by a spool, but by a disk that rotates around its own axis. Their production is more complex. But they are not sensitive to pollution of the working environment.

Unlike valves, closures can be installed on both horizontal and vertical (inclined) sections. You can buy check valves only in one version - straight-through pipeline valves (without changing the flow vector).

Shut-off valves are designed to prevent leaks, emissions, which are associated with a rupture of the pipeline tightness. Most often, such products are ordered for impulse systems of small diameter pipes in which hazardous substances circulate, namely:

- at power plants;

– in piping schemes at nuclear power plants.

Breathing fittings for tanks for oil and oil products are an indispensable element of the park equipment system, the only effective way to prevent accidents as a result of tank deformation. The probability of such deformation increases at the stages of acceptance and distribution of the substance due to excessive load or the creation of a vacuum.

Equipping tanks with breathing fittings has two main goals.

1. Prevention of depressurization (rupture) of the container during material injection. At this stage, the load on the vessel walls increases significantly, exceeding the atmospheric pressure. Since the tanks are not designed for this, they can simply disperse along the welds or explode when the load force from the inside reaches a critical value. Reducing the load allows the breathing fittings of the tanks. It is implemented on two levels:

The breathing valve opens to release some of the gas mixture and reduce pressure. This usually occurs at around 0.002 MPa. The safety valve “insures” its “colleague” by opening an additional channel to remove suspended matter when pressure is built up to 0.002 MPa + 5–10%.

2. Protection against container deformations when creating a vacuum. Here the opposite pattern operates (the flow does not go from the inside to the outside, but on the contrary, air enters the space of the vessel from the outside, equalizing the pressure and preventing the container from collapsing inside). The order of actuation of the tank breathing valves for oil and oil products is the same (the first to open the breathing valve, if the air flow rate provided by it is lower than required, it is supported by the safety mechanism).

Reservoirs for oil products must be kept in a sealed condition – this is one of the main tasks that specialized enterprises face. In order for the equipment in operation to be less subject to breakdowns and accidents, each container must be protected. This is done using a variety of anti-corrosion protection.

To protect underground storage, two types of measures are being taken. Such a tank needs an anti-corrosion layer from two types of damage – soil (aka

electrochemical) corrosion and stray currents. For this, three types of protection are used:

- protective; - drainage; - soil.

External surfaces are protected by applying anti-corrosion coatings on them. This is a very efficient method that requires pre-treatment of the container surface. Polymeric tapes, bitumen-polymer or bitumen-rubber mastics are used as coatings against corrosion.

The bottom of the tank is protected from soil corrosion with a special waterproofing layer before installation, and for this purpose, sacrificial corrosion protection is also used. Aluminum-magnesium protectors are attached to the bottom of the tank, which are located at a distance of one and a half meters from it. Cathodic protection is also considered effective.

## **Conclusion**

Marketable oil enters the tank farms, geographically located in the system of main pipelines. Then, when carrying out commodity-commercial operations, liquid hydrocarbons are released towards the consumer (consignee), represented by oil refineries, or other Russian, foreign consumers.

At the stage of petroleum products storage, oil losses occur. This part of the final qualification work was devoted to the elimination of these losses. Literature review has been carried out to consider the causes of oil products losses during their storage in a tank and technologies for their prevention. The features of the tank farm operation have been analyzed.

## References

1. Hermawan, Y.D., Kristanto, D., Hariyadi et al. (2020) Determination of sharing oil losses using proportional and stratified methods in Krisna field. *J Petrol Explor Prod Technol* 10, 297–310. Available at: <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0724-8>
2. Oil Losses Problem in Oil and Gas Industries / Yulius Deddy Hermawan, Dedy Kristanto and Hariyadi // *Crude Oil - New Technologies and Recent Approaches* [Working Title], June 4th, 2021 <http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.97553>
3. Application of Loss Rates for Petroleum Products Due to Natural Wastage in Customs Procedures / Māris Jurušs, Elza Seile // December 2017 *Procedia Engineering* 178:377-383, [https://www.researchgate.net/publication/314272215\\_Application\\_of\\_Loss\\_Rates\\_for\\_Petroleum\\_Products\\_Due\\_to\\_Natural\\_Wastage\\_in\\_Customs\\_Procedures](https://www.researchgate.net/publication/314272215_Application_of_Loss_Rates_for_Petroleum_Products_Due_to_Natural_Wastage_in_Customs_Procedures)
4. Economic analysis of oil losses correction factor determination usage proportional and stratified methods in “LA” field / Luqman Arif, Dedy Kristanto, Dyah Rini Ratnaningsih // November 2021 *AIP Conference Proceedings* 2363(1):020003 [https://www.researchgate.net/publication/356483248\\_Economic\\_analysis\\_of\\_oil\\_losses\\_correction\\_factor\\_determination\\_usage\\_proportional\\_and\\_stratified\\_methods\\_in\\_LA\\_field](https://www.researchgate.net/publication/356483248_Economic_analysis_of_oil_losses_correction_factor_determination_usage_proportional_and_stratified_methods_in_LA_field)
5. Daily oil losses in shipping crude oil: Measuring crude oil loss rates in daily North Sea shipping operations / Rohit Bhatia, John Dinwoodie // April 2004 *Energy Policy* 32(6):811-822 [https://www.researchgate.net/publication/222650466\\_Daily\\_oil\\_losses\\_in\\_shipping\\_crude\\_oil\\_Measuring\\_crude\\_oil\\_loss\\_rates\\_in\\_daily\\_North\\_Sea\\_shipping\\_operations](https://www.researchgate.net/publication/222650466_Daily_oil_losses_in_shipping_crude_oil_Measuring_crude_oil_loss_rates_in_daily_North_Sea_shipping_operations)
6. Estimation of Global Reservoir Evaporation Losses / Wei Tian, Xiaomang Liu, Kaiwen Wang, Bai Peng // January 2022 *Journal of Hydrology*

[https://www.researchgate.net/publication/358211464 Estimation of Global Reservoir Evaporation Losses](https://www.researchgate.net/publication/358211464)

7. Life Prediction of Crude Oil Pipeline to Mitigate Leakages / Henry Freedom Ifowodo, Chinedum Ogonna Mgbemena, Christopher Okechukwu Izelu

[https://www.researchgate.net/publication/356240810 Life Prediction of Crude Oil Pipeline to Mitigate Leakages A Case Study of an NPDC Major Pipeline in OML30 Nigeria](https://www.researchgate.net/publication/356240810)