

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
«Повышение эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения»

УДК 622.692.1-048.78

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Афанасьев Владимир Александрович		06.06.2023

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.т.н., доцент		06.06.2023

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		06.06.2023

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		06.06.2023

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		06.06.2023

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
 продуктов переработки»
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Н.В. Чухарева
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8А2	Афанасьев Владимир Александрович

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИЕМНО-СДАТОЧНОГО ПУНКТА ЛУГИНЕЦКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	45-35/с от 14.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <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 функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Объект исследования – приемно-сдаточный пункт Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения. Режим работы – непрерывный Требования к особенностям эксплуатации объекта – повышение эффективности ПСП</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников 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>	<p>Обзор литературы Общие сведения о месторождении Порядок эксплуатации СИКН Оценка ресурса магистрального нефтепровода Предложение по повышению эффективности работы ПСП Заключение и выводы по работе</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына З.В., доцент ОСТН
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель ООД

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:
Реферат

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.т.н., доцент		14.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Афанасьев Владимир Александрович		14.02.2023

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ и
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А2	Афанасьеву Владимиру Александровичу

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

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические ресурсы – 433811 руб.; Человеческие ресурсы: 2 человека, общая стоимость суммы зарплат и отчислений на социальные нужды – 154141 руб.</i>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа; Определение целевого рынка и проведение его сегментирования; Анализ конкурентных технических решений</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Обоснование экономической выгоды за счет внедрения проекта</i>
<i>3. Оценка ресурсосбережения</i>	<i>Оценка ресурсосбережения</i>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Афанасьев Владимир Александрович		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А2	Афанасьев Владимир Александрович

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение: Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</p>	<p>Наименование объекта – Пункт сдачи нефти (ПСН) «Лугинецкое». ПСН расположено в Парабельском районе Томской области, на территории Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения. Назначение объекта - прием товарной нефти с объектов нефтедобычи ООО «Восточная транснациональная компания», промежуточное хранение, учет и перекачка нефти в магистральный нефтепровод (МН) «Игольско- Таловое-Парабель» АО «Транснефть - Западная Сибирь», поступающая на предприятие, относится к легковоспламеняющимся жидкостям (ЛВЖ). Сырая нефть, товарная нефть. Нефть токсична. ПДК в рабочей зоне 10 мг/м³.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия. 	<ul style="list-style-type: none"> - проанализировать специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – проанализировать организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов; <p>Обоснование мероприятий по снижению</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень общей вибрации;

их воздействия	<ul style="list-style-type: none"> – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенная влажность и загазованность рабочей зоны. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Воздействие на человеческий организм вредных веществ (растворители, сырая нефть); – Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов; – Статическое электричество при трении двух диэлектриков друг о друга или о металлы. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: 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>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<ul style="list-style-type: none"> – Воздействие на литосферу: загрязнение грунта нефтепродуктами в результате аварийных ситуаций; – Воздействие на гидросферу: попадание токсических выбросов в сточные воды, водоемы; Воздействие на атмосферу: выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: пожары, взрывы, отравления вредными веществами</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разгерметизации оборудования с последующим выходом и возгоранием нефти.</p>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
---	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший	Гуляев М.В.	-		

преподаватель ООД ШБИП				
---------------------------	--	--	--	--

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Афанасьев Владимир Александрович		

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
15.03.2023	<i>Общие сведения о месторождении</i>	10
18.03.2023	<i>Порядок эксплуатации СИКН</i>	10
27.03.2023	<i>Оценка ресурса магистрального нефтепровода</i>	15
07.04.2023	<i>Предложение по повышению эффективности</i>	15
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	5
01.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.т.н., доцент		14.02.2023

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		14.02.2023

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 99 страниц, 6 рисунков, 16 таблиц, 22 источников литературы

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, товарная нефть, приемно-сдаточный пункт, система измерений количества и показателей качества нефти, средства измерения

Объект исследования: приемно-сдаточный пункт.

Предмет исследования: приемно-сдаточный пункт Лугинецкого месторождения.

Цель работы: повышение эффективности эксплуатации приемно-сдаточного пункта Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения.

В процессе исследования проводились: изучение принципов работы приемно-сдаточного пункта, расчеты с целью оценки технического состояния магистрального нефтепровода, расчет и подбор насосов с целью повышения эффективности работы приемно-сдаточного пункта Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения.

В результате исследования: изучен порядок и особенности функционирования приемно-сдаточного пункта Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения, проведен подбор и обоснование насосов для ПСП, проведен расчет нефтепровода.

Область применения: приемно-сдаточные пункты.

Значимость работы: возможность повышения эффективности работы приемно-сдаточного пункта нефтегазоконденсатного месторождения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Повышение эффективности эксплуатации приемно-сдаточного пункта Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения			
Разраб		Афанасьев В.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					11	99
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А2		

Abstract

The final qualifying work consists of 99 pages, 6 figures, 16 tables, 22 literature sources

Keywords: trunk oil pipeline, commercial oil, acceptance point, measurement system of quantity and quality indicators of oil, measuring instruments

Object of research: acceptance point.

Subject of research: acceptance point of Luginets deposit.

The purpose of the work: to increase the efficiency of operation of the receiving and delivery point of the Luginetsky oil and gas condensate field.

In the course of the research, the following were carried out: study of the principles of operation of the acceptance point, calculations to assess the technical condition of the main oil pipeline, calculation and selection of pumps in order to improve the efficiency of the acceptance point of the Luginetsky oil and gas condensate field.

As a result of the study: the procedure and features of the operation of the acceptance and delivery point of the Luginetsky oil and gas condensate field were studied, the selection and justification of pumps for the PSP was carried out, the calculation of the oil pipeline was carried out.

Scope of application: acceptance points.

Significance of the work: the possibility of improving the efficiency of the oil and gas condensate field receiving and delivery point.

					<i>Повышение эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Афанасьев В.А.</i>			Abstract	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					12	99
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А2		

СИКН – система измерения качества нефти

СОИ – система обработки информации

СОУТ – специальная оценка условий труда

ТК – Трудовой Кодекс РФ

ТПУ – трубопоршневая поверочная установка

ЦНС – центральная насосная станция

ЧС – чрезвычайная ситуация

					<i>Сокращения и обозначения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

Содержание

Введение.....	18
1. Литературный обзор: назначение и принцип эксплуатации приемно-сдаточного пункта.....	20
2. Общие сведения о месторождении	23
2.1. Общая характеристика производственного объекта.....	23
2.2. Основные функции ПСП «Лугинецкого» месторождения.....	25
2.3. Состав приемо-сдаточного пункта.....	27
2.4. Рабочая среда приемо-сдаточного пункта	27
2.5. Система измерения количества и показателей качества нефти.....	28
2.5.1 Функции СИКН	28
2.5.2 Средства измерений и технологическое оборудование, входящие в СИКН	30
2.5.3 Блок измерительных линий.....	33
2.5.4 Блок измерений показателей качества нефти	34
2.5.5 Система обработки информации	37
3. Порядок эксплуатации СИКН.....	39
3.1 Порядок включения СИКН в эксплуатацию	39
3.2 Метод измерений.....	40
3.3 Выполнение измерений.....	42
3.4 Оформление приемо-сдаточных документов.....	51
3.5 Способ, периодичность отбора проб нефти, место, виды и периодичность испытаний проб нефти. Порядок отбора арбитражных проб, время и место их хранения, место проведения	52
3.6 Перечень контролируемых параметров, порядок и периодичность их контроля	54

<i>Повышение эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Афанасьев В.А.</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>		
Содержание				
		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
		15	99	
<i>Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2</i>				

Перечень контролируемых параметров:.....	54
4 Расчетная часть.....	57
4.1 Прочностной расчет нефтепровода.....	57
4.1.1 Определение толщины стенки трубопровода	57
4.1.2 Проверка на прочность трубопровода в продольном направлении	59
4.1.3 Гидравлический расчет нефтепровода.....	60
4.2 Предложение повышения эффективности	63
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	67
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИ	67
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	67
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений	67
5.2 Планирование НИ работ.....	69
5.2.1 Структура работ в рамках НИ.....	69
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	70
5.3 Оценка бюджета на научно-технологическую разработку.....	71
5.3.1 Определение материальных расходов для научно-технического исследования.....	71
5.3.2 Оценка затрат на специализированное оборудование для выполнения исследования.....	72
5.3.3 Заработная плата	72
5.3.4 Дополнительная оплата труда участников исследования.....	73
5.3.5 Выплаты во внебюджетные фонды.....	74
5.3.6 Накладные расходы.....	75
5.3.7 Бюджет и затраты НИ проекта.....	76
5.4 Ресурсоэффективность проекта	76
6 Социальная ответственность	80
6.1.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80
6.1.1 Нормы трудового права.....	81
6.2 Производственная безопасность	82
6.3 Анализ вредных производственных факторов	84

6.3.1	Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения.....	84
6.3.2	Повышенный уровень шума.....	85
6.3.3	Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	86
6.4	Анализ опасных производственных факторов.....	87
6.4.1	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	87
6.4.2	Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электромагнитными полями, неионизирующими ткани тела человека	88
6.4.3	Короткое замыкание в электроустановках	89
6.4.4	Пожаровзрывобезопасность веществ и материалов.....	90
6.5	Нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса	91
6.6	Экологическая безопасность.....	92
6.7	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	93
6.8	Мероприятия, направленные на обустройство рабочей зоны.....	95
	Заключение	97
	Список использованных источников	98

Введение

Данная выпускная квалификационная работа (далее – ВКР) посвящена исследованию условий, в которых производится работа пункта по приему-сдаче нефти. Назначением данного оборудования, размещенном на территории приемо-сдаточного пункта является выполнение учета, который должен быть проведен с максимальной точностью, а также осуществление контроля за показателями качества нефти. Кроме того, на данное оборудование возлагаются вопросы обеспечения организационных и технических аспектов процедуры приема-сдачи нефти.

Измерение показателей количества и качества нефти в СИКН на территории ПСП осуществляется в круглосуточном режиме, которая была принята с месторождения и прошла этапы подготовки, а также которая уже имеется на территории ПСП и которую необходимо передать дальнейшему потребителю. Параллельно информация о проведенных замерах необходимых параметров передается диспетчерским и службам, несущим ответственность за товарно-транспортные процедуры.

В работе рассматривается технический и технологический процесс приема и передачи нефти, которая уже имеет товарные качества. Показатели, которые необходимы для подтверждения ее качества, должны быть измерены с максимальной точностью, а также с минимальным экономическим расходом для того, чтобы добиться безопасного режима эксплуатации магистрального трубопровода, а также ведения учетных операций на ПСП.

Территории, где проводятся процессы добычи, подготовки, транспортировки, хранения и переработки нефти, обустриваются в обязательном порядке ПСП. Система измерения при процессах приема и сдачи нефти должна удовлетворять требованиям высокой степени, поскольку даже

					<i>Повышение эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Афанасьев В.А.</i>			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					18	99
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

незначительные отклонения в измерениях могут в итоге привести к большим убыткам предприятия.

При практической реализации, повышая точность параметров измерений, предприятие несет дополнительные затраты на то, чтобы обеспечить эффективную технологическую работу оборудования, которое входит в систему СИКН.

Внедрение мероприятий, направленных на повышение точности измерений, с точки зрения экономики является оптимальным, если при этом происходит снижение метрологических издержек, снижая тем самым долю себестоимости продукции и увеличивая долю прибыли предприятия, которые зависят от измерительной точности параметров.

С введением телемеханики, средств автоматизации, средств вычислительной техники с учетом взаимозаменяемости различных методов определения массы нефти и нефтепродуктов, обеспечивающих надежность и достоверность учетной информации, узлы учета превратились в современные системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН).

Цель исследования – повышение эффективности эксплуатации приемно-сдаточного пункта Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения.

Для реализации указанной цели необходимо в ходе написания работы реализовать следующие **задачи**:

1. Разработать обзор литературы значения и характеристики ПСП.
2. Дать характеристику объекту исследования.
3. Проанализировать проблему повышения эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта;
5. Провести расчет насосов на соответствие объемам перекачиваемой нефти и определить лучшее решение.

СИКН может реализовывать свою работу через принцип действия с применением косвенного метода динамических измерений массы нефти. При таком методе происходит использование счетчиков, основанных на действии ультразвука:

- электрические сигналы от данных ультразвуковых счетчиков, преобразователей температуры, давления, плотности идут на входы, для каждого параметра определен свой, измерительно-вычислительного комплекса;
- на следующем этапе происходит их преобразование, и по полученному результату происходит вычисление массы нефти. Данное вычисление осуществляется через алгоритм [2].

Соответствующая инфраструктура, а также технологический процесс, связанный с процедурой передачи нефти, обуславливает расположение ПСП:

- начальные или головные. На ПСП данного вида возлагается задача учета произведенной на месторождении нефти, которая далее по системе магистральных трубопроводов осуществляет перемещение к следующему потребителю;
- промежуточные. В задачи ПСП данного вида входит производство учета нефти в процедуре ее передачи в системе «предприятие-предприятие» по магистральному нефтепроводу по определенному маршруту;
- конечные. Данные ПСП проводят учет нефти, которая пройдя через систему магистральных нефтепроводов, поступает на нефтеперерабатывающие заводы, а также экспортируемая.

Безусловно, деятельность ПСП регламентируется на уровне государства через реализацию через определенные, связанные с ее видом деятельности, документами:

- Федеральный Закон «О техническом регулировании»;
- Закон РФ «Об обеспечении единства измерений»;
- Закон РФ «Об энергосбережении»;
- Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

					Литературный обзор: назначение и принцип эксплуатации приемно-сдаточного пункта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

- Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов, РД-153-39.4-056-00;

- Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов;

- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;

- Правила эксплуатации электроустановок потребителей;

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ).

					Литературный обзор: назначение и принцип эксплуатации приемно-сдаточного пункта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Ведение технологического процесса перекачки нефти осуществляется вна основании разработанного Регламента взаимоотношений между АО «Транснефть-Западная Сибирь» и ООО «ВТК», назначение которого обеспечить режим работы с соблюдением всех условий безопасной работы МН «Игольско-Таловое-Парабель» и осуществлять учетные операции на ПСП «Лугинецкое» посредством перекачки нефти через СИКН № 584.



Рисунок 2 – Насосная станция ПСП

Управление и ведение технологического процесса перекачки нефти на ПСП «Лугинецкое» осуществляет оператор товарный владельца СИКН по согласованию с оператором товарным ТРНУ «Парабель».

В случае возникновения нештатных ситуации на ПСП «Лугинецкое» оператор товарный Владельца СИКН сообщает о произошедшем оператору товарному ТРНУ «Парабель» и руководителю ПСП «Лугинецкое» ООО «ВТК». Последовательность действия в случае таких нештатных ситуаций прописана в Регламенте взаимоотношений между АО «Транснефть-Западная Сибирь» и ООО «ВТК» с целью недопущения таких внештатных ситуаций и сохранения безопасных условий работы на МН «Игольско-Таловое-Парабель» и ведения учетных операций на ПСП «Лугинецкое» через СИКН № 584 и другими действующими НД.

					Общие сведения о месторождении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Технологическая схема ПСП «Лугинецкое» предусматривает две схемы сдачи нефти:

- основная – нефть подается из резервуаров РВС-1000 №№ 1, 2, 3 в НВО. Далее нефть подается насосами внешней откачки ЦНС №№ 1, 2, 3, 4 на ИЛ №№ 1, 2 СИКН. После СИКН нефть поступает в МН «И-Т-П» на вход резервуарного парка НПС «Лугинецкая». Масса нефти измеряется прямым методом динамических измерений;

- резервная – нефть подается из резервуаров РВС-1000 №№ 1, 2, 3 насосами ЦНС №№ 1, 2, 3, 4 минуя СИКН в МН «И-Т-П» на вход резервуарного парка НПС «Лугинецкая». Масса нефти измеряется косвенным методом статических измерений по РВС.



Рисунок 3 – РВС-1000 №1, 2, 3

2.2. Основные функции ПСП «Лугинецкого» месторождения

Для ПСП месторождения «Лугинецкое» определены основные функциональные задачи, которые заключаются в следующем:

1. обеспечение в течении 24 часов учет количества нефти, которая осуществляется на принимаемой стадии, на стадии перекачки, а также той,

					Общие сведения о месторождении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

которая находится на территории месторождения и проходит процедуру сдачи с передачей полученных данных диспетчерской службы, а также службам, которые отвечают за передачу и прием нефти;

2. отбор проб подготовленной нефти для проведения необходимых испытаний для подтверждения ее качественных и количественных характеристик. Нефть отбирается из резервуаров хранения, а также из пробоотборных устройств нефтепроводов, которые составляют СИКН с целью проверки параметров и дальнейшего хранения в виде так называемых арбитражных проб нефти, которые идут на проведение испытаний в случае возникновения каких-либо спорных вопросов;

3. составление документов для сопровождения процедуры перемещения товарной нефти с оформлением актов приема-сдачи, паспортов качества на основе проведенных испытаний, формирование отчетов и передача этих отчетов службам, отвечающим за процедуру приема-передачи товарной нефти;

4. осуществление контроля операций перемещения нефти. Каждая служба несет ответственность за свою функцию в пределах возложенных обязанностей;

5. осуществление процессов контроля за необходимыми параметрами нефти на стадии технологической перекачки;

6. тщательный и полный контроль в нужном объеме за условиями, в которых размещаются и эксплуатируются средства измерений параметров товарной нефти, а также за оборудованием. Контроль проводится в соответствии с требованиями, которые представлены в документации технического характера на каждую единицу оборудования;

7. осуществление полного контроля за метрологическими характеристиками средств измерений в период между поверками в процессе эксплуатации средств измерений;

8. проведение операций контроля за доступностью средств измерений, а также за изменением параметров их характеристик.

					Общие сведения о месторождении	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3. Состав приемо-сдаточного пункта

В состав ПСП месторождения «Лугинецкое» входит следующее оборудование:

1. Система измерения количества и показателей качества нефти (СИКН) включает в себя БИЛ, БИК, СОИ, блок фильтров и поверочную установку.
2. Резервуарный парк - резервуары вертикальные РВС-1000 №№ 2, 1;
3. Насосная внешней перекачки – ЦНС;
4. Насосная внутренней перекачки.

2.4. Рабочая среда приемо-сдаточного пункта

Рабочей средой (продуктом) ПСП месторождения «Лугинецкое» является нефть.

К качеству товарной нефти предъявляются требования, которые описаны в соответствии с ГОСТом. Нефть должна выдерживать требования качества, в соответствии с требованиями заказчика, и данным, которые представлены в техническом задании.

Что касается физико-химических показателей товарной нефти, то она должна соответствовать значениям, которые есть у каждого показателя. Данные показатели наглядно представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Физико-химические показатели товарной нефти

Параметр	Значение параметра
Вязкость кинематическая, сСт	5-30
Плотность продукта, кг/м ³	843-849
Температура продукта, °С	+5 - +30
Давление насыщенных паров, не более, мм рт.ст.	500
Массовая доля воды, не более, %	0,5
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	100

Массовая доля механических примесей, не более, %	0,05
Содержание парафина, не более, %	3,5

Отпуск нефти, которая не соответствует данным требованиям, не допускается.

2.5. Система измерения количества и показателей качества нефти

2.5.1 Функции СИКН

Основное назначение СИКН №584 заключается в осуществлении измерения в режиме автоматики следующих показателей: масса брутто нефти, для определения которой применяется в СИКН прямой метод динамических измерений, с допустимыми для данного показателями пределами погрешности измерений $\pm 0,25$ %, определения показателей качества нефти и вычисления массы нетто нефти с пределами допускаемой погрешности измерений $\pm 0,35$ % (согласно ГОСТ Р 8.595), при учетных операциях приёма-сдачи нефти между ООО «ВТК» и АО «Транснефть – Западная Сибирь».

Основными функциями, которые закреплены за оборудованием, входящим в СИКН №548, являются следующие:

- определение массы брутто товарной нефти, для выполнения данного исследования предусмотрен автоматизированный режим;
- определение массы нетто товарной нефти, для выполнения данного исследования предусмотрен автоматизированный режим;
- определение технологических параметров процесса, таких как температура и давление, для замера которых предусмотрен автоматизированный режим;
- измерение количества влаги в товарной нефти, предусмотрен автоматизированный режим;

					Общие сведения о месторождении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		28

- полученные результаты измерений выводятся на соответствующий носитель, регистрируются и сохраняются в памяти устройства, отвечающего за выполнение данной функции;
- осуществление поверочных операций для средств измерения непосредственно на месте, без прекращения процедуры учета товарной нефти;
- проведение контроля метрологических характеристик средств измерения непосредственно на месте, без прекращения процедуры учета товарной нефти;
- проведение процедуры отбора объединенной пробы товарной нефти, которая регламентируется ГОСТ 2517;
- осуществление фиксации результатов испытания товарной нефти в ручном режиме;
- получения двухчасовых, сменных, суточных и месячных, отчетов, паспортов качества нефти, актов приема-сдачи нефти и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство;
- осуществление операций управления за запорной арматурой в дистанционном режиме;
- осуществление контроля за свойством герметичности запорной арматуры, оказывающей непосредственное влияние на результаты, полученные в ходе измерения товарной нефти в СИКН.

В БИЛ предусмотрены две измерительные линии Ду80, рабочая и контрольная (с функцией резервной) для измерения массы нефти прямым методом динамических измерений, на которых установлены преобразователи массового расхода типа CMF 300, с диапазоном измерений расхода, установленным при поверке.

Контрольная (с функцией резервной) ИЛ используется при проведении поверки рабочей ИЛ в режиме замещения, если по каким-либо причинам учёт нефти по рабочей линии невозможен (окончание срока поверки рабочего МПР,

					Общие сведения о месторождении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

расширение диапазона расхода рабочего МПР и т.д.), а также для включения в работу (учет) при отказе рабочей ИЛ.

На входе в ИЛ1 (ИЛ2) установлены фильтры типа ОЗНА Ду80 Ру63, для очистки нефти от механических включений.

Фильтры тонкой очистки, с тонкостью фильтрации 5мм, оборудованы съемными крышками и преобразователями перепада давлений Метран100 ЕхДД ДРТ1(2). Максимальный перепад давления на фильтрах составляет:

- 2,0 кгс/см² (198,0 кПа) для фильтра Ф1;
- 2,4 кгс/см² (239,4 кПа) для фильтра Ф2.

Температура в ИЛ1 (ИЛ2) определяется преобразователем измерительным 644Нв комплекте с термопреобразователем сопротивления, давление нефти - преобразователем давления измерительным 3051. Для контроля температуры и давления нефти в ИЛ1 (ИЛ2) по месту, установлены: термометр ртутный стеклянный ТЛ-4 и манометр для точных измерений МТИф.

Для измерения давления на входном и выходном коллекторе блока измерительных линий установлены преобразователи давления измерительные.

Индикатор фазового состояния ИФС-1В-700М, установленный на выходе СИКН, предназначен для определения наличия свободного газа в нефти.

2.5.2 Средства измерений и технологическое оборудование, входящие в СИКН

Владельцем СИКН № 584 является ООО «ВТК». Владелец СИКН несет ответственность за эксплуатацию СИКН, которая осуществляется в соответствии с требованиями действующих нормативных документов, настоящей Инструкцией, нормативными документами, перечисленными в п.2 настоящей инструкции, и Технологическим регламентом ПСП «Лугинецкое» ООО «ВТК».

					Общие сведения о месторождении	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По функциональному назначению оборудования комплекс технологический СИКН подразделяется на следующие составные части:

- БИЛ;
- БИК;
- узел регулирования давления;
- СОИ;
- дренажная система;
- рабочие эталоны.

В качестве рабочего эталона измерения расхода используется стационарная (ТПУ), предназначенная для поверки и контроля метрологических характеристик ПР на месте эксплуатации.

ТПУ состоит из однонаправленной петли и поршня сферической формы. На измерительной секции ТПУ вмонтированы детекторы поршня. Эти датчики регистрируют прохождение поршня. Часть петли ТПУ, находящаяся между двумя датчиками, называется измерительной секцией. Объем измерительной секции определяется методом калибровки водой и является основой всех измерений в системе.

На входе и выходе ТПУ установлены преобразователи давления РТ6 (РТ7) и температуры ТТ4 (ТТ5), термометры ТИ4 (ТИ5) и манометры РИ10 (РИ11).

Перечень основных средств измерений (СИ), измерительных преобразователей и оборудования СИКН представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень основных СИ СИКН

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Предел допускаемой погрешности	Кол-во, шт.
1	Основные СИ и оборудование, установленные на технологической части СИКН			
1.1	Блок измерительных линий			
1.1.1	Фильтр	ОЗНА Ду80 Ру63		2 шт.
1.1.2	Датчик давления (разности давлений)	Метран 100ЕхДД модель 1442	±0,5 %	2 шт.
1.1.3	Измерительный линии: -рабочая -контрольная (с функцией	Ду80мм		1 шт. 1 шт.

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Предел допускаемой погрешности	Кол-во, шт.
	резервной)			
1.1.4	Преобразователь массового расхода	Micro Motion CMF-300	Рабочий±0,25% Контрольный (с функцией резервного) ± 0,20%	1 шт. 1 шт.
1.1.5	Преобразователь давления измерительный	3051	±0,065 %	2 шт.
1.1.7	Манометр для точных измерений	МТИф	± 0,6 %	2 шт.
1.1.6	Преобразователь измерительный	644Н	± 0,15°С	2 шт.
1.1.8	Термопреобразователь сопротивления платиновый	Серия 65	КДА	2 шт.
1.1.9	Термометр ртутный стеклянный	ТЛ-4	± 0,2 °С	2 шт.
1.1.10	Технологическая трубная обвязка с закрытой дренажной системой в комплекте с шаровыми кранами.	-		1 шт.
1.1.11	Входной коллектор	Ду 150мм		1 шт.
1.1.12	Выходной коллектор	Ду 150мм		1 шт.
1.2	Блок измерений показателей качества нефти			
1.2.1	Фильтр	ОЗНА Ду-50 Ру63		2 шт.
1.2.2	Щелевое пробозаборное устройство	Ду 150, Ру 6,3 МПа		1 шт.
1.2.3	Термометр ртутный стеклянный	ТЛ-4	±0,2 °С	1 шт.
1.2.4	Преобразователь плотности жидкости измерительный	7835 В	± 0,3 кг/м ³	1 шт.
1.2.5	Преобразователь плотности жидкости измерительный (резерв)	7835 В	± 0,3 кг/м ³	1 шт.
1.2.6	Влагомер нефти поточный	УДВН - 1пм	± 0,05 % об.	1 шт.
1.2.7	Влагомер нефти поточный	LC	± 0,07% об.	1 шт.
1.2.8	Счетчик нефти турбинный	МИГ 32Ш-63	± 5,0 %	1 шт.
1.2.9	Преобразователь измерительный	644Н	± 0,15°С	1 шт.
1.2.10	Термопреобразователь сопротивления платиновый	Серия 65	КДА	1 шт.
1.2.11	Автоматический пробоотборник с диспергатором и контейнером	Стандарт-АЛ-50		2 шт.
1.2.12	Насос шестеренчатый	НМШ-5-25- 4,046-10		1 шт.
1.2.13	Электронасос	БЭН-949-ОС		2 шт.
1.2.14	Бак промывочной жидкости 0,04 м ³	-		1 шт.
1.2.15	Ручной пробоотборник с диспергатором	-		2 шт.
1.2.16	Индикатор фазового состояния	ИФС-1В-700М	± 15 %	1 шт.

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

Общие сведения о месторождении

Лист

32

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Предел допускаемой погрешности	Кол-во, шт.
1.2.17	Устройство определения свободного газа	УОСГ-100-СКП	В диапазоне от 0,1 % до 1% ± 0,05 % В диапазоне от 1 % до 2 % ± 0,10 %	1 шт.
1.2.18	Манометр для точных измерений	МТИф	± 0,6 %	7 шт.
1.2.19	Термостакан			1 шт.
1.2.20	Пробоотборник	ПУ-50		1 шт.
1.3	Узел регулирования давления			
1.3.1	Клапан регулирующий	РУСТ Ду63, Ру200 561820Гл		1 шт.
1.3.2	Электропривод	ЭРА-10		1 шт.
1.3.3	Редуктор	РЦ7-40, РП5-18-100		1 шт.
1.3.4	Манометр для точных измерений	МТИф	± 0,6 %	1 шт.
1.3.5	Датчик избыточного давления	Метран 100ЕхДИ модель 1661	± 0,5 %	2 шт.
2	Основные СИ и оборудование, установленные вне технологической части СИКН			
2.1	Комплекс измерительно-вычислительный (ИВК)	АБАК+ (два контроллера)	±0,05 %	1 к-т.
2.2	АРМ оператора	Master SCADA		2 шт.
2.3	Принтеры отчетов	-		2 шт.
2.4	Шкаф передачи данных	Simatic		1 шт.
2.5	Шкаф вторичной аппаратуры	-		1 шт.
3	Стационарная поверочная трубопоршневая установка			
3.1	Установка стационарная турбопоршневая поверочная	Прувер С-100-6,3-0,05	±0,05 %	1 шт.
3.2	Преобразователь измерительный	644Н	± 0,15°С	2 шт.
	Термопреобразователь сопротивления платиновый	Серия 65	КДА	2 шт.
3.3	Преобразователь давления измерительный	3051	±0,065 %	2 шт.
3.4	Манометр для точных измерений	МТИф	± 0,6%	2 шт.
3.5	Термометр ртутный стеклянный	ТЛ-4	± 0,2 °С	2 шт.

2.5.3 Блок измерительных линий

В БИЛ предусмотрены две измерительные линии Ду80, рабочая и контрольная (с функцией резервной) для измерения массы нефти прямым методом динамических измерений, на которых установлены преобразователи

					Общие сведения о месторождении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

массового расхода типа СМФ 300, с диапазоном измерений расхода, установленным при поверке.

Контрольная (с функцией резервной) ИЛ используется при проведении поверки рабочей ИЛ в режиме замещения, если по каким-либо причинам учёт нефти по рабочей линии невозможен (окончание срока поверки рабочего МПР, расширение диапазона расхода рабочего МПР и т.д.), а также для включения в работу (учет) при отказе рабочей ИЛ.

На входе в ИЛ1 (ИЛ2) установлены фильтры типа ОЗНА Ду80 Ру63 поз.Ф1 (Ф2), для очистки нефти от механических включений.

Фильтры тонкой очистки, с тонкостью фильтрации 5мм, оборудованы съемными крышками и преобразователями перепада давлений Метран100 ЕхДД ДРТ1(2). Максимальный перепад давления на фильтрах составляет:

- 2,0 кгс/см² (198,0 кПа) для фильтра Ф1;
- 2,4 кгс/см² (239,4 кПа) для фильтра Ф2.

Температура в ИЛ1 (ИЛ2) определяется преобразователем измерительным 644Нв комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65, давление нефти - преобразователем давления измерительным 3051. Для контроля температуры и давления нефти в ИЛ1 (ИЛ2) по месту, установлены: термометр ртутный стеклянный ТЛ-4 поз. Т11(Т12) и манометр для точных измерений МТИф.

Для измерения давления на входном и выходном коллекторе блока измерительных линий установлены преобразователи давления измерительные 3051о.

Индикатор фазового состояния ИФС-1В-700М, установленный на выходе СИКН, предназначен для определения наличия свободного газа в нефти.

2.5.4 Блок измерений показателей качества нефти

Оценка параметров показателей качества нефти производится не в ручном, а автоматизированном режиме, за которые несет ответственность такой

					Общие сведения о месторождении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

блок оборудования СИКН, как БИК – блок измерения показателей качества нефти. Его назначение можно определить как измерение качественных показателей поступающей на СИКН нефти, в автоматизированном режиме, а также отбор проб, как в режиме автоматики, так и ручном режиме, с целью получения результатов по содержанию газа в свободной форме.

Отбор пробы нефти из трубопровода осуществляется при перекачивании, когда нефть на скорости входит в устройство для отбора пробы. Скорость нефти в данный момент времени определяется как средняя линейная скорость, благодаря чему реализуется условие изокинетичности пробоотбора согласно нормативному документу - ГОСТ 2517-2012.

Расчетный диапазон расхода в БИК, удовлетворяющий требованию изокинетичности, составляет от 1,6 м³/ч до 3,2 м³/ч. Минимальный расход в БИК обусловлен метрологическими характеристиками установленных в БИК средств измерений: для работы поточных влагомеров, которая будет происходить по заданным метрологическим характеристикам, не отклоняясь от заданных величин, минимальный расход в БИК составляет:

- 3,0 м³/ч для влагомера УДВН - 1пм;
- 2,2 м³/ч для влагомера LC.

На технологической линии БИК установлены:

- Щелевое пробозаборное устройство. Отбор нефти в БИК производится из входного трубопровода СИКН Ду150 до входа в БИЛ через устройство для отбора проб. Данное устройство имеет целевой тип - ЩПУ-1-150.

- Насос Н1 (Н2). На входе в БИК параллельно установлены два циркуляционных насоса (рабочий, резервный). Циркуляционные насосы поз.Н1 (Н2) типа БЭН 949-ОС предназначены для обеспечения циркуляции нефти через БИК. Работа БИК осуществляется по безнасосной схеме, регулировка расхода выполняется ручным регулятором Зд52, а при недостаточном расходе - запускается циркуляционный насос (Н2) для обеспечения расчетного расхода нефти через пробозаборное устройство.

- Фильтры Ф3 (Ф4). Для предотвращения выхода из строя насосов и СИ

					Общие сведения о месторождении	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

перед ними установлены фильтры типа ОЗНА Ду-50. Для установления степени загрязненности фильтров Ф3 (Ф4) на их входе и выходе установлены манометры. Максимальный перепад давления на фильтрах составляет **0,41** кгс/см² (0,04 МПа).

Поточный преобразователь плотности. Преобразователь плотности типа 7835В предназначен для измерения плотности нефти. После плотномера предусмотрен местный и дистанционный контроль температуры и местный и дистанционный контроль давления.

- УОСГ-100-СКП. Основное назначение прибора заключается в количественном нахождении газа в свободной форме, который содержится в поступающей нефти. Периодичность исследования данного параметра – ежемесячно. Дата отбора пробы имеется в графике, который утвержден по форме. Также требование проверить данный показатель может исходить от одной из сторон, участвующих в приеме и передаче нефти.

- Автоматический пробоотборник. Назначение данного прибора – это отбор в автоматизированном режиме пробы, которая носит название объединенной, за смену, состоит из основного и резервного пробоотборных устройств типа «Стандарт-АЛ-50». Схемой предусмотрено включение пробоотборников в работу поочередно. В случае необходимости переключить данное оборудование с основного на резервный, данная обязанность возлагается на оператора владельца СИКН, который производит переключение на автоматизированное рабочее место оператора ИВК «АБАК+» и (или) блоке программного управления БПУ-А. Ситуации, когда осуществляется работа двух пробоотборников в одновременном режиме при включении параллельной схемы работы, допускаться не должны.

- Ручной пробоотборник. Отбор проб, который осуществляется в ручном режиме, производится через вентиль ручного пробоотбора ПР-1 (ПР-2) пробоотборных устройств.

- Термостакан предназначен для измерения плотности нефти, при проведении КМХ ПП.

					Общие сведения о месторождении	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Влагомер поточный. Влагомер поточный УДВН–1пм в данном комплексе оборудования применяется с целью исследования объемной доли воды в нефтяном потоке. При работе БИК, согласно схеме технологии, линия оснащается одной единицей данного оборудования.

- Преобразователь расхода. В качестве преобразователя расхода БИК оснащается счетчиком жидкости турбинным модели МИГ-32Ш. Его назначение – осуществление контроля за нефтяным расходом в БИК.

- Система промывки БИК: бак промывочной жидкости V-0,04 м³ и насос НМШ-5-25-4,046-10, предусмотрены для удаления механических примесей и отложений в БИК.

2.5.5 Система обработки информации

Основным назначением системы обработки информации является обеспечение результата при осуществлении в автоматизированном режиме совокупности операций по сбору, измерению, дальнейшей обработке, а также по отображению и регистрации данных, которые были получены в процессе учета поступающей нефти. Также данная структура осуществляет контроль и управление за режимами, которые обеспечивают функционирование СИКН.

Среди функций, которыми наделена СОИ, можно выделить следующие:

- сбор с последующей обработкой данных, которые были получены с первичных преобразователей, ответственных за определение массового и объёмного расхода, а также за показатели температуры нефти, ее давления, плотности при поступлении в СИКН, количественного содержания влаги в пределах, которые определены в качестве пределов измерений для данных единиц оборудования;

- контроль, фиксация и сигнализация в режиме автоматики в случаях достижения пределов измеряемых параметров;

					Общие сведения о месторождении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

- измерение на начальном этапе, дальнейшее вычисление, фиксация и передача на операторское рабочее место результатов всех измеренных и учитываемых параметров нефти;
- автоматизация операций поверки и КМХ ПР, с формированием и печатью протоколов;
- обработка данных для дальнейшего построения в графическом виде и возможности вывода их на печать (так называемые тренды), с помощью которых можно оценить результаты в режиме реального времени, а также возможные изменения в будущем;
- формирование, хранение и печать протоколов, отчетов (оперативного, сменного, суточного, месячного), журнала регистрации показаний средств измерений СИКН, журнала аварий;
- защита от несанкционированного доступа за счет использования многоуровневой системы паролей и отображения коэффициентов преобразования СИ, версии и контрольной суммы ПО;
- обеспечение гарантированного электропитания системы в течение 2 часов при отключении основного электроснабжения.

					Общие сведения о месторождении	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

3. Порядок эксплуатации СИКН

3.1 Порядок включения СИКН в эксплуатацию

Основанием для перехода СИКН в режим «сдача – прием нефти» является готовность ее и технологической схемы к товарно-коммерческим операциям, которая определяется наличием следующих документов:

- двухстороннего акта представителей ООО «ВТК» и ТРНУ «Парабель» о готовности СИКН к сдаче – приему нефти;
- письменного согласования АО «Транснефть – Западная Сибирь» о переходе на сдачу-прием нефти по СИКН.

При подготовке к выполнению измерений оперативный персонал Владельца СИКН и ТРНУ «Парабель» выполняют следующие операции:

- подготавливают к работе согласно эксплуатационной документации средства измерений и технические устройства, проверяют их исправность и готовность к работе;
- перед проведением измерений должен быть обеспечен не менее чем 2-х часовой отстой нефти в резервуаре;
- проверяют заземление резервуара, исправность лестниц, перил, технологической обвязки и запорной арматуры резервуаров и трубопроводов, отсутствие утечек, механических повреждений, посторонних шумов и вибрации, целостность пломб и клейм;
- проверяют исправность и отсутствие загрязнений пробоотборника и его комплектность

Резервуар, до и после начала процедуры его опорожнения, перед замером уровня жидкости, подтоварной воды и отбором проб, должен быть полностью отсечён от технологии.

					<i>Повышение эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Афанасьев В.А.			Порядок эксплуатации СИКН	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					39	99
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

Товарные операторы совместно производят проверку задвижек, которые должны быть герметичными, а также иметь пломбировку.

Процедура проверки задвижек на предмет герметичности заключается в поэтапном выполнении следующих манипуляций. Оператор открывает вентиль, которые врезан в корпус задвижки, для которой осуществляется процесс проверки. Если при этом отмечается течь или видимые потеки нефти, то герметичность задвижки отвергается. Далее все работы, которые преследуют цель измерения количества нефти в резервуаре, прекращаются до момента восстановления герметичности данной задвижки.

Пломбирование и снятие пломб осуществляется совместно с отметкой в Журнале снятия и наложения пломб, с указанием места установки; причины, даты и времени действия.

3.2 Метод измерений

Определение массы нефти на ПСП «Лугинецкое» ООО «ВТК» при осуществлении процессов приема и сдачи нефти по учетной схеме в резервном режиме осуществляется косвенным методом статистических измерений. Для их проведения существует регламентирующий документ «Рекомендация. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений по резервной схеме СИКН № 584 пункта сдачи нефти на Лугинецком нефтяном месторождении ООО «ВТК».

Нахождение массы брутто нефти происходит как произведение между объемом нефти и плотности, которая приводится к переменным условиям, в которых происходит измерение такого параметра, как объем. Для нахождения объема применяются градуировочные таблицы на основе результата измерения нефти, которая находится в нефтяном резервуаре. Объединенная проба нефти применяется для нахождения ее плотности. Данная проба отбирается из нефтяного резервуара с соблюдением требований, которые приведены в ГОСТ 2517-2012. Процедура заключается в следующем: происходит окончание

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

операции заполнения нефтяного резервуара, через 2 часа после этого отбирается проба, а далее через 10 минут – после момента, когда нефть из резервуара сливается.

Определение плотности нефти регулируется следующим документом: «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти. Методика измерений плотности нефти ареометром при учетных операциях на СИКН №584 ПСП «Лугинецкое» ООО «ВТК».

Определение массы брутто нефти, осуществляемая в режиме «сдача – прием нефти», происходит путем вычисления разности между массой брутто нефти, размещенной в нефтяном резервуаре в момент, когда происходит передача (прием) нефти и массой брутто нефти, размещенной в нефтяном резервуаре, после окончания передачи (приема) нефти. Масса нефти нетто, которая была сдана или принята, осуществляют как нахождение разности между массой нефти брутто и определенной массой балласта.

Нахождение массы балласта осуществляют с применением таких качественных показателей нефти, как содержание массовой доли воды, а также хлористых солей и примесей механического характера. Нахождение этих показателей находится в ведомстве испытательной лаборатории, которая осуществляет анализ объединенной нефтяной пробы, отобранной из резервуара нефти в соответствии с требованиями нормативного документа ГОСТ 2517-2012.

В нефти, которая прошла процедуру подготовки, не должно содержаться никаких количеств газа в свободной форме. Если же по результатам исследований данный газ был определен в каком-либо количестве, процесс приема и сдачи нефти должен быть приостановлен.

В случае, когда находящаяся в нефтяном резервуаре нефть была причислена к некондиционной, по результатам проведенных анализов нефтяных проб, проведенной испытательной лабораторией, процедура приема и передачи не допускается. Такая нефть должна быть доведена до качества, параметры которого и их значение закреплены в ГОСТ Р 51858-2002.

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Доведение нефти до стандартных параметров происходит персонал ООО «ВТК». После проведения повторной подготовки, пробы нефти отбираются повторно и далее лаборатория также проводит все необходимые испытания.

При сдаче нефти в систему магистральных нефтепроводов, учет проводится как масса нетто, измеряемая в тоннах. Результат округляется до целых значений.

3.3 Выполнение измерений

Измерение уровня нефти в резервуаре

Основным способом измерения уровня нефти в нефтяном резервуаре является применение измерительной рулетки металлической с лотом. Данный параметр измеряют в начале и конце операции по приему (сдаче) нефти. Когда происходит измерение уровня нефти, саму ленту рулетки в начале, как и в конце проведения измерения, необходимо тщательно протереть специальной тряпкой, чтобы лента рулетки была избавлена от капель влаги. Измерение данного показателя проходит при участии операторов владельца СИКН и ТРНУ «Парабель».

На начальном этапе проведения измерений уровня нефти в стальном резервуаре, осуществляют измерение базовой высоты. Среднее арифметическое от двух измерений представляет собой результат базовой высоты. Результат, который получили, сравнивают с паспортной величиной базовой высоты H_6 , которая содержится в градуировочной таблице на резервуар стальной для хранения нефти.

В случаях, когда расхождения между полученным результатом базовой высоты и данных, представленных в градуировочной таблице на резервуар, не превышают 0,1%, то алгоритм измерения нефтяного уровня заключается в следующем:

- проводят опускание рулетки в медленном режиме до момента, когда лот достигнет дна резервуара. Опускание должно быть проведено строго

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

вертикально. При этом внутреннее оборудование не должно быть задето рулеткой. Также не должно быть на поверхности никаких изменений, качаний, волн и т.п. – опускание должно быть медленным и осторожным;

- далее рулетку поднимают. Поднятие также производят осторожно, не вызывая возмущения нефти, также вертикально. Проводят отсчет с метки, которая смочена нефтью на ленте рулетки;

- точность отсчета на ленте рулетки должна быть до 1 мм, в тот момент когда часть ленты, смоченной нефтью, появляется над люком, служащим для измерения;

- количество проведенных измерений уровня нефти – 2. Если между ними отмечается разница до 1 мм, то результат оценивается как среднее значение. В случаях превышения расхождений более, чем 1 мм, то измерения уровня нефти проводят также два раза, и среди 4 полученных результатов берут три наиболее близкие между собой и вычисляют их среднее.

В случае превышения базовой высоты от указанной в градуировочной таблице на резервуар нефтяной стальной более, чем на 0,1% от H_6 , то проводят проверку причин, которые лежат в основе изменений базовой высоты. Данные причины в сжатые сроки должны быть ликвидированы. В период, когда данные причины выясняются, измерение уровня осуществляют по пустотной высоте по следующему алгоритму:

- погружают рулетку медленно и осторожно, не отклоняя ее от вертикального направления и не допуская возмущения поверхности нефти в виде волн и ряби, не допуская касания внутреннего оборудования резервуара;

- первый отсчет (верхний) проводят по рулетке на уровне риски планки (верхнего среза) замерного люка;

- далее осуществляют поднятие рулетки в строго вертикальном положении, не изменяя его ни под каким углом, отсчитывая начало на уровне смоченной части ленты (лота) жидкости (нижний отсчет);

- отсчет на ленте рулетки производят с точностью до 1 мм немедленно после появления смоченной части ленты рулетки над измерительным люком;

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- измерение высоты пустоты в резервуаре производится дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерения принимается их среднее значение. Если полученное расхождение измерений составляет более 1 мм, измерения повторяют еще дважды, и берут среднее значение из трех наиболее близких измерений;

- высота пустоты находится как разность верхнего и нижнего отчетов по рулетке;

- уровень жидкости в резервуаре определяется вычитанием полученного значения высоты пустоты из значения базовой высоты, указанного в градуировочной таблице данного резервуара.

В случаях, когда причины не могут быть ликвидированы, необходимо провести поверку резервуара стального во внеочередном порядке.

Измерение уровня подтоварной воды

Уровень подтоварной воды в резервуаре измеряют на начальном и конечном этапе учета количества и качества нефти с применением рулетки с лотом и водочувствительной ленты или пасты. Когда происходит измерение уровня нефти, саму ленту рулетки в начале, как и в конце проведения измерения, необходимо тщательно протереть специальной тряпкой, чтобы лента рулетки была избавлена от капель влаги. Измерение данного показателя проходит при участии операторов владельца СИКН и ТРНУ «Парабель».

Алгоритм проведения данного измерения:

- ленту, которая имеет свойство водочувствительности, натягивают и в таком виде закрепляют на поверхности лота с обеих сторон. Далее лот покрывают тонким слоем водочувствительной пасты также с двух сторон;

- на следующем этапе рулетку с лотом, с закрепленной или лентой или пастой, которые обладают свойством водочувствительности, опускают в резервуар и составляют строго вертикально и неподвижно на несколько минут – сколько понадобится для растворения слоя пасты или ленты и когда будет строго выделена грань между водным и нефтяным слоем;

- количество таких измерений уровня подтоварной воды – 2. В случае

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

отличия двух измерений до 1 мм, результат берется как среднее этих двух измерений;

- если лента или паста имеют невнятные результаты, линия косая или с двух противоположных сторон неодинакова, что может говорить об изменении строгого вертикального направления измерительной ленты, замеры уровня подтоварной воды повторяют.

Если линия размыта, это может свидетельствовать о резкой границе радела между фазами воды и нефти, что говорит о присутствии водоземulsionного слоя. В таком случае измерения должны проводиться повторно, когда пройдет отстой и расслоение эмульсии.

Определение фактического объема нефти в резервуаре

Общий объем нефти в резервуаре стальном и объем подтоварной воды в начале и конце операции по учету фиксируют согласно градуировочной таблице, которая является применимой к конкретному нефтяному резервуару.

Формула для определения фактического объема нефти, которая находится в резервуаре на момент определения:

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

Где V_0 – объем нефти в m^3 в резервуаре, определенный согласно градуировочной таблице на данный резервуар, которые находится по следующей формуле:

$$V_0 = V_{ж} - V_{в},$$

Где $V_{ж}$ – объём жидкости (нефть и подтоварная вода), который находится согласно градуировочной таблице, приведенной к условиям температуры в 20 °C, m^3 ;

$V_{в}$ – объем подтоварной воды в резервуаре, который находится согласно градуировочной таблице, приведенной к условиям температуры в 20 °C, m^3 ;

$\alpha_{ст}$ – температурный коэффициент линейного расширения, который определяется в соответствии с материалом резервуара, и значение которого принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6} 1/°C$ для резервуара стального;

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

α_s – температурный коэффициент линейного расширения, который зависит от материала рулетки. В случаях ее изготовления из нержавеющей стали, данный показатель принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$. Если измерение уровня нефти рулеткой проводят по высоте пустоты резервуара или при использовании уровнемера, данный показатель равен 0;

$t_{ст}$ – температура стенки резервуара, которая при расчет берется по измеренной температуре нефти.

Измерение температуры нефти в резервуаре

Температуру нефти в резервуаре измеряют в начале и конце операции по учету показателей нефти. Основным способом является ее измерение с помощью термометра. Измерение проводят в точечных пробах, отбор которых ведут посредством ручного переносного термостатического прибора для отбора проб. Для получения достоверных результатов данный пробоотборник необходимо выдерживать на уровне отбираемой пробы в течение временного промежутка в 5 минут и более.

Через 1-3 минут от момента отбора проб, проводят измерение ее температуры. Замер ведут в пробоотборнике. При этом пробоотборник из замерного люка не вытаскивают. Термометр опускают в нефть на уровень, которые определен технической документацией на модель термометра. Выдерживают его в пробе нефти до момента достижения постоянного значения ртутного столбика. Отчитывают значение по термометру с точностью в $\pm 0,1 \text{ }^\circ\text{C}$.

Формула для вычисления температуры нефти в резервуаре (T_V) имеет следующий вид:

$$T_V = \frac{(T_H + 3T_{CP} + T_B)}{5},$$

Где T_H – показатель температуры точечной пробы, отобранной с нижнего нефтяного уровня резервуара;

T_{CP} – температура, определенная в среднем нефтяном уровне резервуара, где проходит измерение температурного показателя;

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

T_B – температура, определенная в верхнем нефтяном уровне резервуара, где проходит измерение температурного показателя.

В случаях, когда уровень нефти в резервуаре не достигает значений в 2000 мм, применяется следующая формула для определения температуры нефти (T_V):

$$T_V = \frac{(T_H + T_B)}{2},$$

В случаях, когда уровень нефти в резервуаре не достигает значений в 1000 мм, то среднее значение температуры нефти принимают равной температуре нефти на нижнем уровне

$$T_V = T_H$$

Результаты, которые получили в ходе измерения, округляют до десятичных значений.

Определение показателей качества нефти

Измерение показателей качества нефти, которая поступила после обработки на СИКН, проводится совместно операторами владельца СИКН и ТРНУ «Парабель».

Отбор точечных проб нефти проводят с помощью пробоотборника, как регламентировано нормативным документом - ГОСТ 2517-2012, на трех уровнях:

- верхний, определяется на 250 мм ниже нефтяной поверхности;
- средний, определяется в середине высоты нефтяного столба;
- нижний определяется как нижний срез приемо-раздаточного патрубка (хлопушки) по внутреннему диаметру.

Термостатический пробоотборник закрытого типа опускают до нужного уровня, на котором проводят измерение, выдерживают по времени от 5 минут и проводят открывание крышки. Отбор проб проводят с верхнего уровня к нижнему последовательно от уровня к уровню.

Пробу объединенную получают, смешивая точечные пробы с трех уровней. Смешивание должно проводиться в следующем соотношении 1:3:1. С

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

целью получения объединенной пробы, каждая точечная проба сливается после измерения показателя температуры в герметичный сосуд.

Точечные пробы в стальном резервуаре, где уровень не достигает 2000 мм, отбирают на верхнем и нижнем уровне. Средний уровень не задействован. Объединенная проба представлена одинаковыми объемами точечных проб с верхнего и нижнего уровней, которые смешивают.

Если уровень нефти не достигает 1000 мм, точечная проба отбирается с нижнего уровня.

Для объединенной пробы установленный объем представлен объемом от 3000 см³.

В течение 10 минут объединенная проба должна быть хорошо перемешана. Далее ее делят на две части, которые должны быть равны друг другу. Одна в дальнейшем используется для проведения необходимых анализов и испытаний, другая опечатывается и хранится в качестве арбитражного образца.

Объединенная проба в дальнейшем проходит испытание на плотность с применением ареометра в условиях лаборатории. Документ, определяемый порядок выполнения измерений - «Рекомендация. ГСИ. Методика измерений плотности нефти ареометром при учетных операциях на СИКН № 584 ПСП «Лугинское» ООО «ВТК».

Полученные результаты плотности приводят к условиям измерения объема нефти (ρ , кг/м³) в стальном резервуаре как указано выше. Полученный результат округляют до десятичных значений.

Для измерений показателей качества нефти используется объединенная проба нефти, отобранной и составленной как указано выше. Замеры проводят в испытательной лаборатории.

Объединенную пробу испытывают на следующие показатели:

- массовая доля воды, согласно ГОСТ 2477;
- массовая доля серы, согласно ГОСТ Р 51947;
- массовая доля хлористых солей, согласно ГОСТ 21534.

Определение массовой доли примесей механического характера проводят согласно ГОСТ 6370. Определение органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204°С определяют в соответствии с ГОСТ Р 52247. Определение парафина проводят в соответствии с ГОСТ 11851 по определенной периодичности один раз в десятидневный период в накопительной пробе, которая представляет собой равное количество всех объединенных проб, которые были накоплены за период времени, который прошел между двумя измерениями.

Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, сероводород определяется в соответствии с ГОСТ Р 50802. Для определения выхода фракций применяют ГОСТ 2177. Данные показатели определяются один раз в десятидневный срок в точечной пробе, отбор которой регламентирован ГОСТ 2517.

Для определения ДНП по ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340 берут точечные пробы, которые должны быть отобраны со среднего уровня каждого из резервуаров, в которых должен быть проведен анализ, с середины высоты столба жикости.

Определение плотности нефти

Проба, которая представляет собой объединенную из отобранных из резервуара точечных проб из разных уровней, должна быть получена их смешением, как показано в ГОСТ 2517.

Данный показатель определяется в испытательной лаборатории с помощью ареометра, как закреплено в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти. Методика измерений плотности нефти ареометром при учетных операциях на СИКН №584 ПСП «Лугинецкое» ООО «ВТК».

Определение массы брутто нефти в резервуаре

Масса брутто нефти на начальном этапе учетных операций и масса брутто нефти остатка в резервуаре хранения нефти проводят по следующей формуле:

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

$$M_{\text{бр}} = V_{\text{Н}} \cdot \rho_{\text{н}} \cdot 10^{-3},$$

Где $\rho_{\text{н}}$ – показатель измеренной ареометром плотности, учитывая систематическую погрешность данного метода измерения, взятого из свидетельства о метрологической аттестации данной методики, проведенной и оформленной аккредитованной лабораторией. Плотность должна быть приведена к средней температуре нефти в резервуаре, расчет которой приведен по формуле выше;

$V_{\text{Н}}$ – фактический объем нефти в стальном резервуаре, определенный как указано выше.

Определение массы брутто нефти при откачке из резервуара

Если происходит процесс откачки нефти из резервуара хранения нефти, то массу сданной нефти есть результат разности массы нефти на начальном этапе откачки и массы нефти, которая осталась в резервуаре.

Сданная нефть по массе брутто определяется из формулы:

$$M_{\text{сд}} = M_{\text{Н1}} - M_{\text{Н2}},$$

Где $M_{\text{Н1}}$ – масса нефти, определенная до процесса откачки, т;

$M_{\text{Н2}}$ – масса остатка нефти, которая определена после откачки, т.

Определение массы нетто нефти в резервуаре

Масса нетто нефти $M_{\text{Н}}$, в тоннах, определяется вычислением через разность массы брутто нефти $M_{\text{бр}}$, тонн, и массы балласта m , в тоннах, с применением следующей формулы:

$$M_{\text{Н}} = M_{\text{бр}} - m = M_{\text{бр}} \left(1 - \frac{W_{\text{В}} + W_{\text{МП}} + W_{\text{ХС}}}{100} \right),$$

Где $W_{\text{В}}$ – содержание воды в нефти, выраженная в массовой доле, %;

$W_{\text{МП}}$ – содержание механических примесей, выраженных в массовой доле, %;

$W_{\text{ХС}}$ – содержание хлористых солей, выраженных в массовой доле, в %, определенная с применением следующей формулы:

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \frac{\varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{V}}},$$

Где $\varphi_{\text{ХС}}$ – содержание хлористых солей в нефти, мг/дм³;

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

ρ_v – определенная при условиях измерения показатель плотности нефти, кг/м³.

3.4 Оформление приемо-сдаточных документов

Выполнение измерений, которые проводятся с применением переносных средств, позволяет получить результат, который должен быть записан в Журнале регистрации результатов измерений массы нефти в вертикальном резервуаре.

При проведении процедуры приема-передачи, в обязательном порядке должны быть оформлен Акт. Его обязательным приложением служит Паспорт качества нефти.

Данный Акт необходимо составлять в присутствии представителя владельца СИКН и оператора товарного ТРНУ «Парабель»:

- сдача нефти от ООО «ВТК» предполагает составление Акта приема-передачи, который должен быть оформлен в трех экземплярах раз в сутки на 24 часа 00 минут по времени Москвы. Нумерация Актов проводится с 1 января и отражается записью регистрации в Журнале учета приемо-сдаточных актов по ООО «ВТК»;

- сдача нефти из ресурсов, которые находятся в ведомстве сторонних организаций, Акт приема-передачи оформляется аналогичным количеством экземпляров, которые составляются для каждого производителя раз в сутки на 24 часа 00 минут по времени Москвы. Нумерация Актов проводится с 1 января и отражается записью регистрации в Журнале учета приемо-сдаточных актов по каждому производителю.

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

3.5 Способ, периодичность отбора проб нефти, место, виды и периодичность испытаний проб нефти. Порядок отбора арбитражных проб, время и место их хранения, место проведения

Отбор объединенной пробы осуществляется автоматическими пробоотборниками (ПА1 или ПА2) по ГОСТ 2517-2012 (объем точечной пробы от 1 до 10 см³, минимальное число точечных проб не менее 300, объем объединенной пробы за смену не менее 3000 см³, но не более 90 % объема контейнера - пробоприемника), установленными в блоке измерений показателей качества нефти, посменно с 00:00 до 12:00 часов и с 12:00 до 24:00 часов московского времени или в зависимости от массы предполагаемой сдачи нефти за смену (сутки).

При отказе рабочего автоматического пробоотборника включается резервный пробоотборник, для проведения испытания пробы объединяются в ИЛН (с обоих контейнеров). При отказе обоих автоматических пробоотборников на время их ремонта, отбор проб осуществляется вручную, из вентиля ручного отбора проб ПР1 (ПР2) в БИК, через каждый час. При этом объединенную пробу составляют из равных объемных частей точечных проб (объемом по 300 мл), отобранных в течение смены, с учётом требований ГОСТ 2517-2012.

Пробоприемник с объединенной пробой нефти снимается ежемесячно в 12 и 24 часов Московского времени) совместно представителями сдающей и принимающей сторон и доставляется в лабораторию с сопроводительным документом - Актом отбора проб. Ответственность за правильность отбора проб нефти, а также ее сохранность при транспортировке в лабораторию несут совместно представители сдающей и принимающей нефть сторон.

Накопительные пробы составляют из равных количеств нефти всех объединенных проб, за период между измерениями, отобранные по ГОСТ 2517-2012.

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Отбор точечных проб, снятие и установку накопительного контейнера автоматического пробоотборника производит оператор Владельца СИКН в присутствии оператора ТРНУ «Парабель».

Объединенная проба делится на две равные части. Согласно ГОСТ 2517-2012 одну часть пробы испытывают, другую, не менее 1500 см³ хранят опечатанной на случай разногласий в оценке качества нефти.

Бутылки с пробами должны быть герметично закупорены пробками или винтовыми крышками с прокладками, не растворяющимися в нефти и опечатаны таким образом, чтобы исключить вскрытие. Этикетки опечатываются печатью ТРНУ «Парабель». Горловина бутылки пломбируется.

Опечатанная арбитражная проба хранится в кладовой для хранения проб ИЛН Владельца СИКН в течение 15 суток. Ответственность за сохранность и условия хранения арбитражных проб несет Владелец СИКН.

Арбитражному хранению подлежат объединенные и накопительные пробы нефти.

При разногласиях в оценке показателей качества нефти, возникших после приемо-сдаточных испытаний и в срок не более срока хранения арбитражной пробы, проводят испытания (вскрытие) арбитражной пробы. Решение об испытании арбитражной пробы нефти принимают на основании письменного заявления одной из сторон с указанием причины, вызвавшей разногласие и при согласовании принимающей и сдающей нефть сторон. Снятие с хранения арбитражной пробы нефти проводят в присутствии принимающей и сдающей сторон с оформлением Акта снятия с хранения арбитражной пробы нефти, подписанного уполномоченными лицами от принимающей и сдающей стороны и соответствующей записи в журнале хранения арбитражных проб. Испытания проводят в лаборатории, определенной соглашением сторон. Результаты, полученные при испытании арбитражной пробы, считают окончательными.

Определение качественных показателей нефти по ГОСТ Р 51858 производится лаборантом аккредитованной ИЛН ООО «ВТК» совместно с представителем ТРНУ «Парабель», с периодичностью:

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

- массовая концентрация хлористых солей, по ГОСТ 21534 (Метод А) - по каждой объединенной пробе;
- массовая доля воды по ГОСТ 2477 – по каждой объединенной пробе;
- давление насыщенных паров по ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340 – по точечной пробе один раз в смену;
- массовая доля серы по ГОСТ Р 51947 – по каждой объединенной пробе;
- массовая доля механических примесей, по ГОСТ 6370 – один раз в 10 дней, по накопительной пробе, составленной из объединенных проб;
- выход фракций, по ГОСТ 2177 (метод Б) – один раз в 10 дней по точечной пробе;
- массовая доля парафина, по ГОСТ 11851 (Метод А) – один раз в 10 дней, по накопительной пробе, составленной из объединенных проб;
- массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, по ГОСТ Р 52247 (Метод В) – один раз в 10 дней, по накопительной пробе, составленной из с объединенных проб; -массовая доля метил - и этилмеркаптанов в сумме, сероводорода, по ГОСТ Р 50802 – один раз в 10 дней по точечной пробе;
- плотность нефти - по «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти. Методика измерений плотности нефти ареометром при учетных операциях на СИКН №584 ПСП «Лугинецкое» ООО «ВТК» при проведении КМХ плотномера в соответствии с утвержденным графиком, а при выходе из строя плотномера – один раз в смену;
- кинематическая вязкость, по ГОСТ 33 – один раз в 10 дней по точечной пробе.

3.6 Перечень контролируемых параметров, порядок и периодичность их контроля

Перечень контролируемых параметров:

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

- правильность заданных значений коэффициентов преобразований, соответствие версии ПО и контрольной суммы, уставок и соответствия режима работы;

- расход через измерительные линии;
- давление нефти в БИЛ;
- давление нефти в БИК;
- температура нефти в БИЛ;
- температура нефти в БИК;
- содержание воды в нефти;
- плотность нефти, определяемая поточным ПП;
- расход нефти через БИК;
- наличие свободного газа;
- давление нефти в точке подключения к магистральному нефтепроводу»;

- перепад давления на фильтрах БИЛ;
- масса нефти, измеренная рабочим (рабочими) массомером;
- объем наполнения пробоприемника;
- уровень загазованности;
- положение запорно-регулирующих органов задвижек, регуляторов расхода и давления;

- герметичность запорных органов задвижек;
- данные лабораторных испытаний по качеству сдаваемой нефти по пробам, отобраным в БИК.

При приеме-сдаче смены оперативный персонал проверяет правильность заданных значений:

- соответствие версии ПО и контрольной суммы свидетельству об аттестации ПО;
- коэффициентов преобразований МР, ПП на соответствие свидетельствам о поверке;

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

- уставок СИ и оборудования на соответствие перечню блокировок и сигнализации ПСП «Лугинецкое»;
- режима работы ПСП на соответствие плану-графику работы технологического участка МН;
- а также работоспособность телефонной, селекторной связи, связи передачи данных, с регистрацией в Оперативном журнале.

					Порядок эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Подставляем данные в формулу (2):

$$R_1 = \frac{550 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1,0} = 294,64 \text{ МПа}$$

Далее подставим данные в формулу (1):

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 0,8 \cdot 0,530}{2(294,64 + 1,1 \cdot 2,45)} = \frac{0,4664}{594,67} = 0,0007 \text{ м}$$

С учетом коррозии и припуска на нее в 2 мм, а также на условия неравномерного проката при изготовлении в 1 мм, принимаем толщину стенки равной 10 мм.

В случаях, когда нефтепровод подвергается воздействию продольных осевых сжимающих напряжений, формула для определения стенки имеет вид:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \Psi_1 + n \cdot P)} \quad (3)$$

Где Ψ_1 – коэффициент, который зависит от двухосного напряженного состояния труб. Для его определения применяется формула:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{прN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{прN}|}{R_1} \quad (4)$$

Где $\sigma_{прN}$ – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, которое находится в зависимости от нагрузок по расчету и воздействий с учетом упругопластической работы материала нефтепровода.

Данный показатель определяется по формуле:

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

Где α – коэффициент, который зависит от линейного расширения материала нефтепровода, принимается равным $1,2 \cdot 10^{-5}$ град.;

E – переменный модуль упругости (модуль Юнга), принимается равным $2,06 \cdot 10^5$ МПа;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), принимается равным 0,3;

D_H – диаметр трубы, равный 530 мм;

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчетная часть				

Δt – перепад температуры, принимаемый для расчета и равный 25 °С.

Определяем данный показатель:

$$\sigma_{\text{пр}N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 25 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 2,45 \cdot 0,530}{2 \cdot 0,010} = -40,35 \text{ МПа}$$

Данная величина имеет отрицательное значение, следовательно, на нефтепровод действует сжимающее напряжение.

Формула для нахождения коэффициента двухосного напряжения состояния металла:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-40,35|}{294,64} \right)^2} - 0,5 \frac{|-40,35|}{294,64} = 0,92$$

В данном случае необходимо пересчитать толщину стенки:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 2,45 \cdot 0,530}{2(294,64 \cdot 0,92 + 1,1 \cdot 2,45)} = 0,03 \text{ м}$$

Учитывая припуск на коррозию в 2 мм, а также неравномерность проката материала нефтепровода принимаем толщину стенки 35 мм.

4.1.2 Проверка на прочность трубопровода в продольном направлении

Для проверки на прочность необходимо выполненыи условий:

$$|\sigma_{\text{пр}N}| \leq \Psi_2 \cdot R_1, \quad (6)$$

Где $\sigma_{\text{пр}N}$ – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, которое находится в зависимости от нагрузок по расчету и воздействий с учетом упругопластической работы материала нефтепровода.

Данный показатель определяется по формуле (5) при сжимающих напряжениях (<0):

$$\sigma_{\text{пр}N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 25 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 2,45 \cdot 0,530}{2 \cdot 0,010} = -40,35 \text{ МПа}$$

Где Ψ_2 – коэффициент, который зависит от двухосного напряженного состояния труб. Для его определения применяется формула при $\sigma_{\text{пр}N} < 0$:

									Лист
									59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

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

Где $\sigma_{кц}$ – показатель, характеризующий кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления в нефтепроводе.

Данный показатель определяется по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}, \quad (8)$$

Подставляем данные в формулу:

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 2,45 \cdot 0,460}{2 \cdot 0,035} = 17,71 \text{ МПа}$$

Определим по формуле (7):

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75\left(\frac{17,71}{294,6}\right)^2} - 0,5 \frac{17,71}{294,6} = 0,968$$

Подставляем данные:

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,968 \cdot 294,6 = 285,17 \text{ МПа}$$

Условие прочности нефтепровода в продольном направлении выполнено:

$$|-40,35| \leq 285,17$$

4.1.3 Гидравлический расчет нефтепровода

Для расчета необходимы следующие данные:

$Q_T = 0,8$ млн. т/год;

Длина участка трассы $L = 166700$ м;

Разность отметок в начале и конце трубопровода = 25 м;

Средняя расчетная кинематическая вязкость: $\nu_p = 0,55$ см²/сек;

Средняя плотность при данных разбегах температур: $\rho = 0,861$ т/м³;

Давление от насосной станции: $P_1 = 25$ кгс/см²;

Остаточное давление в конце пути: $P_2 = 2$ кгс/см²;

Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводов после периода эксплуатации: $\epsilon = 0,2$ мм;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Потери в местных сопротивлениях: $h_{mc}=0,02$ м;

Толщина стенки трубопровода: $\delta=37$ мм;

Наружный диаметр нефтепровода $D=530$ мм;

Высота грунта: $h=1,1$ м.

Определим секундный расход нефти по формуле:

$$Q_c = \frac{Q_r}{N_r \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600} \quad (9)$$

Где N_r – расчетное число рабочих дней, которое определяется для МН.

Принимаем равным 351 день.

Подставляем данные в формулу (9):

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

Внутренний диаметр нефтепровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 530 - 2 \cdot 35 = 460 \text{ мм} = 0,460 \text{ м} \quad (10)$$

Средняя скорость течения нефти определяется по следующей формуле:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2} \quad (11)$$

Подставляем данные в формулу (11):

$$V = \frac{4 \cdot 0,031}{3,14 \cdot 0,460^2} = 0,19 \text{ м/с}$$

Проверяем режим течения нефти:

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} = \frac{0,19 \cdot 0,460 \cdot 10^4}{0,55} = 2589 \quad (12)$$

$Re > Re_{кр} = 2320$ – режим течения нефти определяем как турбулентный.

Определяем Re_I по формуле:

$$Re_I = \frac{20}{\varepsilon} \quad (13)$$

Определяем Re_{II} по формуле:

$$Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon} \quad (14)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

$$\varepsilon = \frac{e}{d'} \quad (15)$$

Где ε – относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2}{460} = 0,00044$$

$$Re_I = \frac{20}{0,00044} = 45\,454$$

$$Re_{II} = \frac{500}{0,00044} = 1136363$$

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

Коэффициент, определяющий гидравлическое сопротивление находим по формуле Блазиуса для зоны гидравлически гладких труб:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (16)$$

Подставляем данные в формулу (16):

$$\lambda = \frac{0,3164}{2589^{0,25}} = 0,044$$

Определяем гидравлический уклон:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} \quad (17)$$

Подставляем данные в формулу (17):

$$i = \frac{0,044}{0,46} \cdot \frac{0,19^2}{2 \cdot 9,81} = 0,00018$$

Потери напора на трение на участке трассы:

$$h_{тр} = i \cdot L \quad (18)$$

Подставляем данные в формулу (18):

$$h_{тр} = 0,00018 \cdot 166700 = 30 \text{ м}$$

Формула для расчета потерь напора на местные сопротивления:

$$h_{мс} = 0,02 \cdot h_{тр} \quad (19)$$

Подставляем данные в формулу (19):

$$h_{мс} = 0,02 \cdot 30 = 0,6 \text{ м}$$

Полные потери напора в нефтепроводе определяются по формуле:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$H = h_{\text{тр}} + h_{\text{мс}} + \Delta z \quad (20)$$

Подставляем данные в формулу (20):

$$H = 30 + 0,6 + 25 = 55,6 \text{ м}$$

4.2 Предложение повышения эффективности

Технологическая схема ПСП «Лугинецкое» предусматривает две схемы сдачи нефти:

- основная – нефть подается из резервуаров РВС-1000 №№ 1, 2, 3 в НВО. Далее нефть подается насосами внешней откачки ЦНС №№ 1, 2, 3, 4 на ИЛ №№ 1, 2 СИКН. После СИКН нефть поступает в МН «И-Т-П» на вход резервуарного парка НПС «Лугинецкая». Масса нефти измеряется прямым методом динамических измерений;

- резервная – нефть подается из резервуаров РВС-1000 №№ 1, 2, 3 насосами ЦНС №№ 1, 2, 3, 4 минуя СИКН в МН «И-Т-П» на вход резервуарного парка НПС «Лугинецкая». Масса нефти измеряется косвенным методом статических измерений по РВС.

Суть предложения повышения эффективности работы ПСП месторождения «Лугинецкое» сводится к тому, чтобы увеличить мощность насосов с целью подавать нефть после ПСП напрямую в нефтепровод. На данный момент подача идет через НПС в резервуарный парк.



Рисунок 4 – Фото насосов, которые предлагается заменить
Общее количество насосов – 2 шт.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Поскольку перекачка будет осуществляться непосредственно в нефтепровод, минуя резервуар, определим расчетную часовую пропускную способность нефтепровода по формуле:

$$Q = \frac{G_{\Gamma} \cdot k_{\text{нп}}}{24 \cdot N_{\text{р}} \cdot \rho_{\Gamma}} \cdot 10^6 = \frac{0,8 \cdot 1,05}{24 \cdot 351 \cdot 861} \cdot 10^6 = 64 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \quad (21)$$

Где G_{Γ} – годовая производительность нефтепровода, млн. т/год;

ρ_{Γ} – расчетная плотность нефти, кг/м³;

$k_{\text{нп}}$ – коэффициент неравномерности перекачки и принимается равным:

- для трубопроводов, прокладываемых параллельно с другими нефтепроводами и образующих систему – 1,05;

$N_{\text{р}}$ – расчетное число рабочих дней в году, сутки.

В соответствии с найденной расчетной часовой производительности нефтепровода подбирается магистральные и подпорные насосы нефтеперекачивающей станции исходя из условия:

$$0,8 \cdot Q_{\text{ном}} < Q < 1,2 \cdot Q_{\text{ном}} \quad (22)$$

Где $Q_{\text{ном}}$ – подача выбранного типа насосов при максимальном к.п.д.

$$0,8 \cdot Q_{\text{ном}} < Q < 1,2 \cdot Q_{\text{ном}}$$

Выбираем насосы:

- насос ЦНС 60/330 – 2 шт.

Напор насоса ($D=100$ мм) составит по формуле:

$$H = H_0 + a \cdot Q - b \cdot Q^2 = 324 \text{ м} \quad (23)$$

Где H_0 , a , b – коэффициенты.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

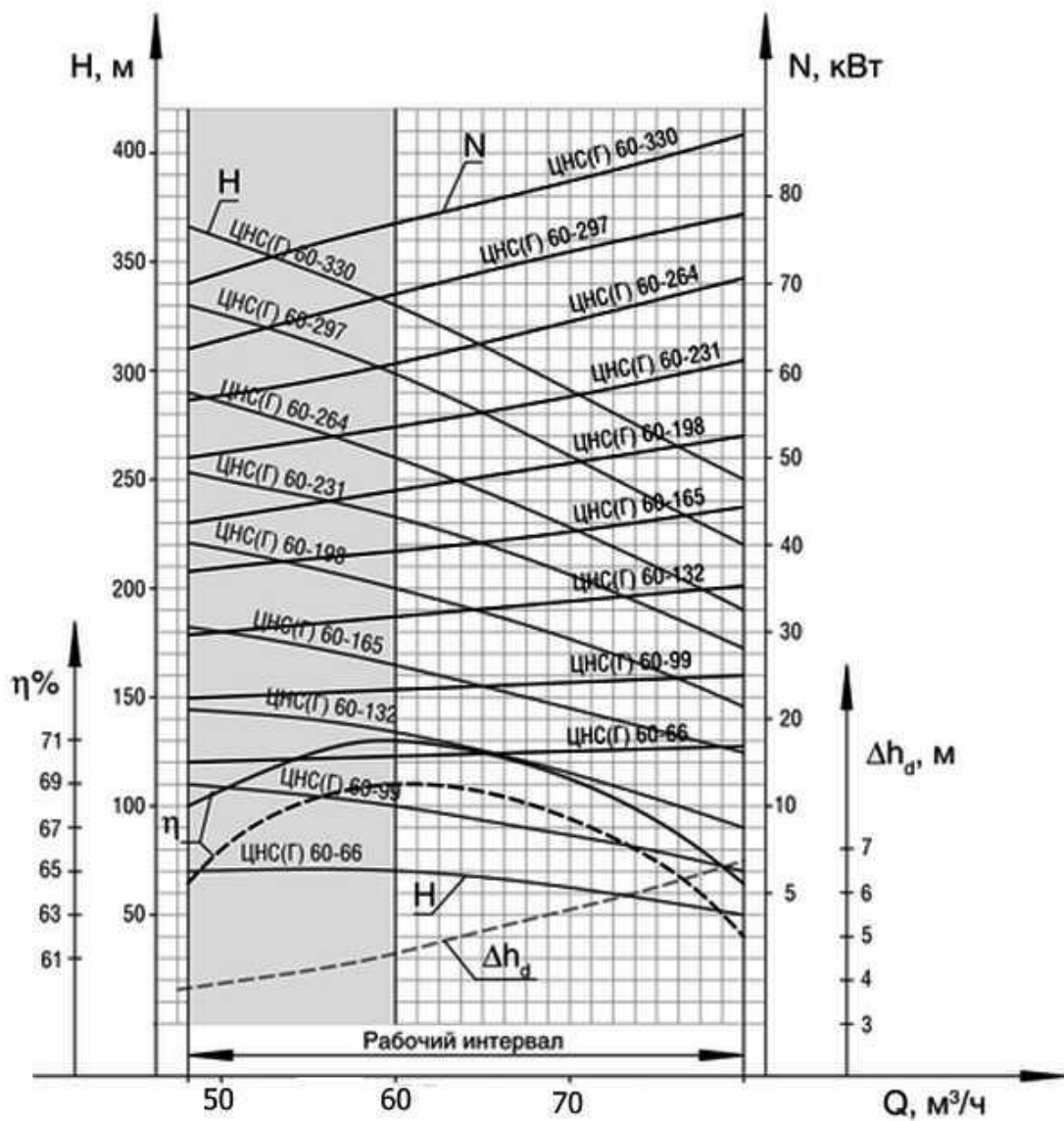


Рисунок 5 – Графические характеристики насоса



Рисунок 6 – Насосы ЦНС 60/330

Преимущества насосов ЦНС 60/330:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

- больший напор (м) в сравнении с установленными до модернизации;
- большая подача (м³/час) в сравнении с установленными до модернизации.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Таблица 5.1 - Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерий	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _{к1}	Б _{к2}	К ₁	К ₂
Технические критерии оценки					
Повышение производительности труда	0,08	5	5	0,3	0,3
Удобство в эксплуатации	0,07	5	5	0,3	0,3
Промехоустойчивость	0,07	4	3	0,2	0,15
Энергосбережение	0,08	5	4	0,4	0,35
Надёжность	0,09	5	5	0,45	0,45
Уровень шума	0,08	5	5	0,4	0,3
Возможность подключения к ЭВМ	0,08	5	5	0,35	0,35
Экономические аспекты критерий для оценки эффективности					
Цена	0,08	5	5	0,35	0,4
Срок эксплуатации	0,09	5	5	0,4	0,4
Обслуживание после продажи	0,07	4	4	0,35	0,4
Сертификация	0,03	5	5	0,4	0,4
Конкурентоспособность продукта	0,08	5	3	0,25	0,2
Итого	1	58	54	4,55	4

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i$$

Где

K – конкурентоспособность научной разработки;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-того показателя.

Проведем оценку конкурентоспособности для ЦНС 60/330:

$$K = 0,08 \cdot 5 + 0,07 \cdot 5 + 0,07 \cdot 4 + 0,08 \cdot 5 + 0,09 \cdot 5 + 0,08 \cdot 5 + 0,08 \cdot 5 + 0,08 \cdot 5 + 0,08 \cdot 5 + 0,09 \cdot 5 + 0,07 \cdot 4 + 0,03 \cdot 5 + 0,08 \cdot 5 = 4,76$$

Далее оценка конкурентоспособности для ЦНС 180/85:

$$K = 0,08 \cdot 5 + 0,07 \cdot 5 + 0,07 \cdot 3 + 0,08 \cdot 4 + 0,09 \cdot 5 + 0,08 \cdot 5 + 0,08 \cdot 5 + 0,08 \cdot 5 + 0,08 \cdot 5 + 0,09 \cdot 5 + 0,07 \cdot 4 + 0,03 \cdot 5 + 0,08 \cdot 3 = 4,45$$

Таким образом, по результатам расчетов по оценочной карте, делаем вывод, что насосный агрегат ЦНСн 60/330 является более подходящим вариантом для условий производства на ПСП.

						Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	

5.2 Планирование НИ работ

5.2.1 Структура работ в рамках НИ

В данной работе команда проекта состоит из двух участников: руководителя проекта и инженера. Планирование задач обеспечивает разделение обязанностей между участниками проекта, подсчет заработной платы работников и гарантирует выполнение проекта в установленные сроки. Последовательность и характер работы, а также назначение исполнителей, представлены в таблице 5.2 – Распределение среди исполнителей и этапы работ.

Таблица 5.2 - Распределение среди исполнителей и этапы работ

Этапы	№	Основные цели работ	Должность
Разработка ТЗ	1	Формирование и согласование ТЗ	Руководитель
Разработка документов для НИ	2	Изучение регламентирующей технической документации и сбор основных данных	Ведущий инженер
	3	Планирование работ по проекту в соответствии с календарем	Руководитель
Теоретические и экспериментальные расчеты	4	Выявление и расчет ключевых параметров насосного оборудования	Ведущий инженер
	5	Разработка предложений по модернизации насосных установок	Ведущий инженер
Оценка полученных результатов	6	Сравнение результатов	Ведущий инженер

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

		вычислений с исходными показателями	
	7	Анализ результатов исследований	Руководитель, ведущий инженер
Составление отчета	8	Составление экспликации	Ведущий инженер

5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Для определения прогнозируемого (среднего) значения трудозатрат используется формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{\min i} + 2 \cdot t_{\max i}}{5}$$

Где $t_{ожі}$ - прогнозируемая трудозатраты на выполнение i -й работы, чел.-дн.;

$t_{\min i}$ - наименьшие возможные трудозатраты на выполнение заданной i -й работы (оптимистическая оценка: при наилучшем сочетании обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ - наибольшие возможные трудозатраты на выполнение заданной i -й работы (пессимистическая оценка: при наихудшем сочетании обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из прогнозируемых трудозатрат, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

Где T_{pi} - продолжительность i -й работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ - прогнозируемая трудозатраты на выполнение i -й работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ - количество исполнителей, одновременно выполняющих одну и ту же работу на i -м этапе, чел.

Таблица 5.3 - Календарный план-график Ганта

№	Вид работ	Исп.	Календ.дни	Продолжительность выполнения											
				Апрель			Май			Июнь					
				1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утв.ТЗ для НИ	Р	4												
2	Изучение нормативно-технической документации	И	8												
3	Календарное планирование	Р	3												
4	Определение и расчет основных параметров насоса	И	14												
5	Сравнение результатов с базовыми параметрами	И	10												
6	Разработка рекомендации по модернизации насосов	И	6												
7	Оценка результатов	Р, И	2												
8	Составление пояснительной записки	И	10												

5.3 Оценка бюджета на научно-технологическую разработку

5.3.1 Определение материальных расходов для научно-технического исследования

Материальные расходы, требуемые для данной разработки, записываются в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 - Материальные расходы

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Наименование	Единицы измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Затраты на материалы, руб.
Бумага для принетара формата А4	упаковка	1	338	338
Ручка шариковая, синяя	штука	4	35	140
Картридж для принтера	штука	1	1490	1490
Итого				1968

5.3.2 Оценка затрат на специализированное оборудование для выполнения исследования

В этот раздел включаются все расходы, связанные с покупкой специализированного оборудования (инструментов, измерительной аппаратуры, устройств и механизмов), необходимых для проведения диагностики.

Таблица 5.4 - Затраты на специализированное оборудование

Наименование оборудования	ЦНС 180/85	ЦНС 60/330
Количество оборудования	1	1
Стоимость оборудования, руб.	433811	358470

Исходя из затрат на доставку, стоимость которой рассчитывается в размере 15% от стоимости оборудования для наших двух насосов:

$$Z_{180/85 \text{ дост}} = Z_{180/85} \cdot 1,15 = 433811 \cdot 1,15 = 498882,65 \text{ рублей}$$

$$Z_{60/330 \text{ дост}} = Z_{60/330} \cdot 1,15 = 358470 \cdot 1,15 = 412551 \text{ рублей.}$$

Все расчеты по приобретению специализированного оборудования, применяемого для каждого варианта исполнения, представлены в таблице 4.6.

5.3.3 Заработная плата

Заработная плата состоит из основной и дополнительных заработных плат:

$$V_{зп} = V_{доп} + V_{осн}$$

Дополнительная заработная плата составляет 15-20 % от основной заработной платы.

$V_{осн}$ находится по формуле:

$$V_{осн} = V_{дн} \cdot T_p,$$

Где

$V_{дн}$ - среднедневная оплата, руб.;

T_p - длительность работ, раб.дн.

$$V_{дн} = \frac{V_m \cdot M}{\Phi_m}$$

Где

V_m - месячный должностной оклад сотрудника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске на 28 рабочих дней $M = 11$ месяцев, 5-дневная рабочая неделя;

- при отпуске на 56 рабочих дней $M = 10$ месяцев, 6-дневная рабочая неделя.

Φ_m - фактический годовой фонд рабочего времени участников проекта, рабочие дни.

Месячный должностной оклад сотрудника:

$$V_m = V_{тс} \cdot (1 + k_d + k_{пр}) \cdot k_{п}$$

Где

$V_{тс}$ – зарплата согласно тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, составляющий 0,3 (30% от Зтс);

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

$k_{п}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

5.3.4 Дополнительная оплата труда участников исследования

Расходы на дополнительную оплату труда участников проекта учитывают размер доплат, предусмотренных Трудовым кодексом РФ за отклонение от

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

стандартных условий труда, а также выплаты, связанные с предоставлением гарантий и компенсаций.

Дополнительная оплата труда:

$$V_d = k_d \cdot V_{осн}$$

Где

k_d - коэффициент заработной платы, который равен 0,18.

Расчет заработной платы для руководителя:

$$V_m = 39300 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 76635 \text{ руб.}$$

$$V_{дн} = \frac{76635 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 3153,7 \text{ руб.}$$

$$V_{осн} = 3153,7 \cdot 6,6 = 20814,4 \text{ руб.}$$

$$V_d = 20814,4 \cdot 0,18 = 3746,6 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера:

$$V_m = 26200 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 51090 \text{ руб.}$$

$$V_{дн} = \frac{51090 \cdot 10}{365 - 117 - 28} = 2322,7 \text{ руб.}$$

$$V_{осн} = 2322,7 \cdot 34,3 = 79668,7 \text{ руб.}$$

$$V_d = 79668,7 \cdot 0,18 = 14340,3 \text{ руб.}$$

Таблица 5.5 - Расчет заработной платы

Исполнитель	$V_{тс}$, руб	k_p	k_d	k_p	V_m , руб,	$V_{дн}$, руб	T_p , руб	$V_{осн}$, руб	$k_{доп}$, руб	$V_{доп}$, руб	Итого, руб.
Инженер	26200	0,3	0,2	1,3	51090	3153,7	34,3	79668,7	0,18	14340,3	94009
Руководитель	39300				76635	2322,7	6,6	20814,4		3746,6	24561

Вывод из расчетов оплаты труда участников проекта показывает, что основная часть их заработка напрямую связана с продолжительностью выполнения проекта.

5.3.5 Выплаты во внебюджетные фонды

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Выплаты во внебюджетные фонды включают в себя установленные законами Российской Федерации ставки взносов на государственное социальное страхование (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС) от суммы оплаты труда сотрудников. Сумма взносов во внебюджетные фонды:

$$V_{\text{вн}} = K_{\text{вн}} \cdot (V_{\text{доп}} + V_{\text{осн}})$$

Где

$K_{\text{вн}}$ - Коэффициент взносов во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и т.д.).

Значение коэффициента взносов во внебюджетные фонды принимается равным 30%.

В таблице 5.6 представлены результаты расчета взносов во внебюджетные фонды для всех участников проекта.

Таблица 5.6 - Взносы во внебюджетные фонды

Исполнитель	Дополнительная заработная плата, руб.	Основная заработная плата, руб.
Инженер	14340,3	79668,7
Руководитель	3746,6	20814,4
Коэффициент взносов во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Инженер	28202,7	
Руководитель	7368,3	

5.3.6 Накладные расходы

Включенные в накладные расходы прочие издержки организации, не учтенные в предшествующих статьях затрат, такие как оплата телекоммуникационных услуг, электричества, интернет-соединения и т.п.

Накладные расходы:

$$V_{\text{накл}} = (\text{сумма статьи} \div 5) \cdot K_{\text{нр}}$$

Где

$K_{нр}$ - коэффициент, который учитывает накладные расходы, принимаются в размере 16%.

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

5.3.7 Бюджет и затраты НИ проекта

$$B_{накл1} = (1968 + 438811 + 100483,1 + 18086,9 + 35571) \cdot 0,16 = 95187,2 \text{ руб.}$$

$$B_{накл2} = (1968 + 358470 + 100483,1 + 18086,9 + 35571) \cdot 0,16 = 88024 \text{ руб.}$$

Таблица 5.7 - Бюджет на затраты

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	ЦНС 180/85	ЦНС 60/330
Затраты на специальное оборудование	438811	358470
Затраты по основной заработной плате	100483,1	
Затраты по дополнительной заработной плате	18086,9	
Отчисления во внебюджетные фонды	35571	
Накладные расходы	95187,2	88024
Материальные затраты	1968	
Бюджет на траты	690107,2	602603

5.4 Ресурсоэффективность проекта

Оценка эффективности основывается на расчете интегрального показателя эффективности научного исследования. Он связан с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсной эффективности.

Интегральный финансовый показатель исследования определяется в виде:

$$I_{фин}^{цнс} = \frac{\Phi_{п}}{\Phi_{max}}$$

Где

$I_{фин}$ – интегральный показатель;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Φ_{Π} – стоимость исполнения;

Φ – максимальная стоимость НИ.

Для ЦНС 180/85 стоимость исполнения:

$$I_{\text{фин}}^{\text{цнс}} = \frac{\Phi_{\Pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{690107,2}{690107,2} = 1$$

Для ЦНС 60/330 стоимость исполнения:

$$I_{\text{фин}}^{\text{цнс}} = \frac{\Phi_{\Pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{602603}{690107,2} = 0,873$$

Интегральный показатель ресурсной эффективности для разных вариантов выполнения исследовательского объекта может быть определен следующим образом:

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

где

I_{pi} – интегральный показатель ресурсной эффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – экспертная оценка разработки, определенная на основе выбранной шкалы оценивания.

Таблица 5.8 - Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Вес.коэффициент	ЦНС 60/330	ЦНС 180/85
Безопасность	0,2	4	3
Надежность	0,2	5	5
Долговечность	0,2	5	5
Удобство в эксплуатации	0,1	5	5
Ремонтопригодность	0,1	4	4
Энергоэкономичность	0,2	5	4
Итого	1,0		

Расчет ресурсоэффективности:

$$I_{180/85} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,7$$

$$I_{60/330} = 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 4,5$$

Интегральный коэффициент эффективности различных вариантов выполнения проекта ($I_{\text{исп}}$) рассчитывается на основе интегрального показателя ресурсной эффективности и интегрального финансового показателя, используя формулу:

$$I_{\text{исп}} = \frac{I_{\text{р-исп}}}{I_{\text{цнс}} \cdot I_{\text{фин}}}$$

$$I_{180/85} = \frac{I_{\text{р-исп}}}{I_{\text{цнс}} \cdot I_{\text{фин}}} = \frac{4,7}{1} = 4,7$$

$$I_{\frac{180}{85}} = \frac{I_{\text{р-исп}}}{I_{\text{цнс}} \cdot I_{\text{фин}}} = \frac{4,5}{0,873} = 5,15$$

Сопоставление интегральных показателей эффективности разных вариантов выполнения проекта даст возможность определить относительную эффективность проекта и выбрать наиболее подходящий вариант из предложенных. Относительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп}}}{I_{\text{исп.мин}}}$$

$$\mathcal{E}_{\frac{180}{85}} = \frac{4,7}{4,5} = 1,04$$

$$\mathcal{E}_{\frac{180}{85}} = \frac{5,1}{4,5} = 1,13$$

Таблица 5.9 - Интегральные показатели

Показатели	ЦНС 180/85	ЦНС 60/330
Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,873
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	4,5
Интегральный показатель эффективности	4,7	5,15
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,04	1,13

Анализ интегральных показателей эффективности даст возможность определить и выбрать более успешный подход к решению технической

проблемы, поставленной в бакалаврской работе, с точки зрения финансовой и ресурсной эффективности.

Исходя из выявленных расчетов можно сделать вывод о том, что ЦНС 60/330 является наиболее оптимальным вариантом по сравнению с ЦНС 180/85. Его ресурсоэффективность и энергетические показатели выше. ЦНС 60/330 является наиболее оптимальным вариантом также исходя из его стоимости.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

6 Социальная ответственность

Перевозка нефти относится к промышленным объектам с потенциальной угрозой профессиональных заболеваний и отравлений, возникающих во время работы. В ходе исследования условий и технологий эксплуатации пункта приема и сдачи «Лугинецкое», насосные установки играют важную роль в передаче нефти в магистральный трубопровод.

Разработка новых технических решений, способствующих безопасности, эксплуатационной надежности приемо-сдаточного пункта на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении.

Насосное оборудование находится в наружной насосной станции (ННС), где существует риск воздействия вредных и опасных производственных факторов, негативного влияния на окружающую среду и возникновения чрезвычайных ситуаций. Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является идентификация и анализ указанных опасностей в рабочей зоне.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно трудовому кодексу РФ [9] операторной имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Повышение эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения			
Разраб.		Афанасьев В.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					80	99
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А2		

- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

Выпускная квалификационная работы выполнялась на рабочем месте в помещении со следующими параметрами: площадь помещения $S = 10,5 \text{ м}^2$; длина $A = 3,5 \text{ м}$; ширина $B = 3 \text{ м}$; высота $H = 2 \text{ м}$; объем помещения $V = 21 \text{ м}^3$.

Рассматриваемое помещение рассчитано таким образом, чтобы каждое рабочее место занимало $10,5 \text{ м}^2$. Всего в помещении размещено одно рабочее место. Согласно установленным нормативам на каждое рабочее место пользователей персональных электронно-вычислительных машин на базе плоских жидкокристаллических экранов приходится не менее $4,5 \text{ м}^2$ и 24 м^3 объема. По требованиям нормативам помещение, в котором выполнялась ВКР, частично удовлетворяет требованиям по площади и объему для работы в данном помещении одного человека.

6.1.1 Нормы трудового права

Работа на приемно-отправочной станции «Лугинецкое» осуществляется вахтовым методом в территории, эквивалентной районам Крайнего Севера.

Для сотрудников, отправляющихся на вахтовую работу в районы Крайнего Севера и аналогичные зоны из других областей:

- установлен территориальный коэффициент и надбавки к заработной плате согласно порядку и размерам, применяемым для работающих на постоянной основе в районах Крайнего Севера и сравнимых территориях. Для ПСП «Лугинецкое» территориальный коэффициент равен 50% от оклада сотрудника;

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

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск согласно установленным условиям и процедурам для постоянно работающих лиц:

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

За каждый день нахождения в пути от места расположения работодателя (пункта сбора) до места работы и обратно, в соответствии с графиком вахтовой работы, а также за дни задержки в пути из-за метеорологических условий или проблем со стороны транспортных организаций, сотруднику выплачивается дневная тарифная ставка и часть оклада (должностного оклада) за рабочий день (дневная ставка).

Согласно законодательству, при работе в условиях, связанных с вредными или опасными факторами, а также в случаях, когда работа связана с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить работников сертифицированными средствами индивидуальной защиты в соответствии с действующими отраслевыми стандартами по безвозмездной выдаче спецодежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, согласно «Правилам предоставления работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты», или превышающим указанные нормы, в зависимости от условий коллективного договора или тарифного соглашения.

6.2 Производственная безопасность

Для выбора факторов использовался ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в виде таблицы 6.1

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

Таблица 6.1 – Потенциально опасные и вредные факторы производственной среды

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	-	-	СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»
2. Повышенный уровень шума;	+	-	-	ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности. СП 51.13330.2011 Защита от шума
3. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	+	-	-	ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях»;
4. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	-	-	Правила устройства электроустановок; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность.
5. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электромагнитными полями, неионизирующими ткани тела человека;	+	-	-	
6. Нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса	+	-	-	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)

6.3 Анализ вредных производственных факторов

6.3.1 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения

Неподходящее освещение существенно затрудняет работу обслуживающего персонала, что ведет к снижению эффективности труда и может вызвать травмы. Недостаточное освещение делает невозможным адекватный контроль опасных зон, в то время как избыточное освещение вызывает ослепление. Освещение объекта (внутреннее и наружное, в т.ч. охранное) должно соответствовать нормам СНиП II-4-79 с учетом требований СНиП 2.11.03-93, а устройство электроосвещения - требованиям ПУЭ. В производственной обстановке используют три вида освещения: естественное, искусственное и смешанное. Естественное освещение бывает боковым — через окна, верхним — через световые фонари перекрытий и комбинированным - через окна и фонари. Достаточность естественного освещения определяется коэффициентом естественной освещенности. Естественное освещение имеет то преимущество, что оно содержит ультрафиолетовые лучи, полезные для человека, однако недостаток его — изменение на протяжении дня, что не обеспечивает достаточную и равномерную освещенность рабочих мест.

Искусственное освещение бывает общее или комбинированное.

Для общего освещения применяют мощные высоко подвешенные светильники. Равномерность освещения рабочих помещений достигается таким размещением светильников, при котором не создаются падающие тени от работающего и от расположенного вблизи оборудования. Если по условиям работы тени нельзя устранить, то освещенность в тени должна соответствовать нормам освещенности. Избежать теней можно правильной подвеской и распределением светильников. При общем освещении каждое место работы для смягчения теней должно освещаться несколькими светильниками. При комбинированном освещении в дополнение к общим светильникам на рабочих

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

местах устанавливают местные источники света, располагаемые вблизи освещаемых поверхностей. В производственных помещениях и на территории взрыво-и пожароопасных объектов должны применяться светильники во взрывозащищенном исполнении, соответствующей категории. Освещенность рабочих мест проверяют люксметром.

Общая минимальная освещенность (в лк) для производственных объектов приведена в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Общая минимальная освещенность для объектов нефтяной промышленности

Устья нефтяных скважин (станки-качалки)	13
Машинные залы компрессорных и насосных станций и вентиляционных помещений	20
Шкалы контрольно-измерительных приборов в помещениях и наружных установках	50
Нефтяные трапы, газовые сепараторы и т.п.	20
Резервуарные парки:	0,5
Дороги на территории парка, охранное освещение	2
Место замера уровня в управлении задвижками	5
Нефтеналивные и сливные эстакады	5
Ловушки нефти	

Условия труда по световому фактору соответствует допустимым нормам согласно СОУТ ООО «ВТК».

6.3.2 Повышенный уровень шума

В насосном помещении источниками шума и вибрации являются насосы, электродвигатели, трубопроводы и элементы системы вентиляции. Шум, превышающий нормативные значения, негативно влияет на здоровье человека. Долгосрочное воздействие шума ухудшает слух, нарушает координацию

движений и оказывает неблагоприятное воздействие на сердечно-сосудистую и нервную системы.

Согласно ГОСТ 12.1.003-83, допустимый уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 дБА согласно СОУТ ООО «ВТК». Существуют разные способы борьбы с шумом, включая использование звукоизоляционных материалов на источниках шума, наушников (СИЗ) и соблюдение режимов труда и отдыха.

Вибрация возникает из-за кавитации в процессе работы насосов, пульсаций давления и динамического дисбаланса вращающихся деталей. Режим труда должен устанавливаться с учетом того, что вибрационная нагрузка не превышает 12 дБА согласно СОУТ ООО «ВТК». Вибрация снижает эффективность работы. Вибрационная безопасность обеспечивается через технические решения, направленные на снижение вибрационной активности, контроль вибрационных характеристик машин, а также соблюдение режимов труда и отдыха. Условия труда по шумовому фактору соответствует допустимым нормам согласно СОУТ ООО «ВТК».

6.3.3 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

В операторной микроклимат поддерживается с помощью системы вентиляции и отопления. В теплое/холодное время года на рабочих местах, производственных помещений, оптимальная температура и относительная влажность должна соответствовать СанПиН, таблица 6.3

В течение рабочей смены изменение температуры воздуха при соблюдении оптимальных условий микроклимата на рабочих местах не должно превышать 2 С°. Чтобы предотвратить локальное охлаждение, при работе на открытом воздухе, работники должны использовать головные уборы, перчатки

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

и обувь. При температуре ниже -40°C необходимо предусмотреть защиту лица и верхних дыхательных путей.

Для быстрого восстановления теплового состояния и медленного охлаждения организма во время последующего пребывания на холоде, в помещении для обогрева рекомендуется снять верхнюю утепленную одежду.

Таблица 6.3 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений.

Период года	Катег. Работ по уровню энергозатрат	Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Температура поверхностей, $^{\circ}\text{C}$	Относ. Влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Іб	21-23	20-24	46-60	0.1
Теплый	Іб	22-24	21-25	40-60	0,1
Холодный	Іб	21-23	20-24	46-60	0.1
Теплый	Іб	22-24	21-25	40-60	0,1

Таблица 6.4 – Допустимые величины интенсивности теплового облучения

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, $\text{Вт}/\text{м}^2$, не более
50 и более	35
25-50	70
Не более 25	100

Условия труда по микроклиматическому фактору соответствует допустимым нормам согласно СОУТ ООО «ВТК».

6.4 Анализ опасных производственных факторов

6.4.1 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Поскольку насосный блок относится к высокоэнергетическим устройствам, существует риск поражения электрическим током, а также

вероятность возникновения пожара и/или взрыва. Помещение насосной относится к категории повышенной опасности согласно ПУЭ. Основание насосной, бетонные полы.

Непосредственные причины поражение электрическим током:

- При прикосновении человека к двум неизолированными частям электроустановок, находящимся под напряжением.
- При прикосновении с металлическим корпусом, оказавшимся под напряжением из-за замыкания.
- Из-за ошибок обслуживающего персонала.

Меры электробезопасности:

- Используются методы согласно ПУЭ, ПТБ и ПТЭ, такие как защитное заземление, зануление и защитное отключение.
- Обеспечивается изоляция, ограждение и ограничение доступа к электрическим цепям.
- Размещаются предупредительные сигнализации, надписи и информационные плакаты.
- Применяются индивидуальные изолирующие средства защиты: диэлектрические перчатки и сапоги, диэлектрические резиновые коврики и инструменты с изолированными ручками.
- Организация инструктажей для сотрудников и соблюдение правил безопасности.
- Проведением ряда организационных мероприятий такие как специальное обучение, аттестация и переаттестация лиц электротехнического персонала.

6.4.2 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электромагнитными полями, неионизирующими ткани тела человека

Люди, находящиеся под воздействием электростатического поля, часто сталкиваются с различными проблемами, такими как раздражительность,

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

головные боли, нарушения сна и ухудшение аппетита. Заземление является одним из основных методов защиты от статического электричества. Повышение влажности воздуха до 65-75 % является более эффективным средством защиты. Для этого применяются специальные увлажнители, которые улучшают микроклимат и снижают образование статического заряда.

6.4.3 Короткое замыкание в электроустановках

В работе организации электричество активно используется для обеспечения работы компьютерного оборудования, которое может представлять опасность. Несоблюдение норм ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность. Пределы допустимых напряжений прикосновения и токов» может привести к рисковым ситуациям. Поражение электрическим током возможно при контакте с электропроводящими элементами, на которых остался заряд или возникло напряжение.

Чтобы избежать случайного контакта с электропроводящими частями, необходимо обеспечить безопасное расположение проводников, их изоляцию и изоляцию рабочих зон, применять низковольтные системы, защитные отключения, электрическое разделение, предупреждающие сигналы, блокировки и знаки безопасности.

Для исключения поражения электрическим током при контакте с металлическими непроводящими элементами, которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, применяются такие методы, как защитное заземление, выравнивание потенциалов, защитное экранирование, системы защитных проводников, защитное отключение с использованием УЗО, изоляция непроводящих частей, компенсация утечки переменных токов на землю, электроизоляционные средства и персональные защитные приспособления. Также важно проводить инструктажи по электробезопасности.

										Лист
										89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

6.4.4 Пожаровзрывобезопасность веществ и материалов

На станции пожаротушения одним из объектов с повышенным риском пожара и взрыва является насосная станция внешней откачки, поскольку на ней сосредоточено максимальное количество газов, представляющих опасность. В этом месте могут накапливаться горючие вещества метана и легких углеводородов.

Таблица 6.5 – Категории помещений насосной

Наименование помещений и наружных установок	Категории помещений НПБ-105-95	Класс взрывопожароопасных зон (ПУЭ)	Категория и группа взрывопожароопасной смеси (ГОСТ 12.1.011.078)	Примечание
насосная	А	В-Ia 2	ПА-ТЗ	

Основные источники выделения взрывоопасных газов включают:

- Защитные устройства. В случае остановки насосного агрегата активируется устройство срабатывания при чрезмерном давлении, и часть нефти сбрасывается в специальный резервуар, что приводит к интенсивному выделению газов.

- Неплотность оборудования (дефекты материалов и строительных работ, коррозия, нарушение норм эксплуатации, истекший срок службы уплотнений в запорной арматуре и насосах).

Только сотрудники, прошедшие программу по пожарно-техническому минимуму, утвержденную руководителем предприятия, и при необходимости дополнительное обучение, могут приступить к работе.

Способы снижения риска пожара и взрыва:

- Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, антикоррозийная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).

- Ликвидация факторов, способствующих возникновению пожаров и взрывов.

- Мониторинг загазованности с помощью газоанализаторов.

- Использование взрывозащищенного электрооборудования.

Первичные средства пожаро-технического оборудования:

огнетушители(наименование) и их количество:

- ОВП-10 – 2шт;

- ОП-5 – 2шт;

- ОУ-8 – 2шт;

При возникновении возгорания, необходимо вызвать пожарную охрану по телефону и начать эвакуацию персонала.

6.5 Нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса

Нервно-психическая перегрузка представляет собой набор изменений в психофизиологическом состоянии человека, возникающих после выполнения работы и приводящих к временному снижению производительности. Состояние усталости характеризуется определенными объективными показателями и субъективными впечатлениями.

Нервно-психическая перегрузка включает следующие виды:

- интеллектуальное напряжение;

- перегрузка анализаторов;

- монотонность работы;

- эмоциональные перегрузки.

При первых признаках психического напряжения следует:

- позволить нервной системе расслабиться;

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- разумно чередовать периоды отдыха и работы с помощью установленных перерывов;
- заниматься спортом;
- ложиться спать в одно и то же время;
- в сложных случаях обратиться к врачу.

Трудовой кодекс устанавливает следующие перерывы в работе в течение рабочего дня:

- перерыв для отдыха и питания (так называемый обеденный перерыв) (ст. 108 ТК РФ);
- специальные перерывы;
- специальные перерывы, связанные с технологией и организацией производства и труда (ст. 109 ТК РФ). Виды таких работ и порядок предоставления перерывов определяются правилами внутреннего трудового распорядка.

6.6 Экологическая безопасность

С точки зрения экологической безопасности, аварией на объектах обработки и перекачивания нефти считается нарушение герметизации трубопроводов и оборудования, что приводит к утечке нефти в окружающую среду.

Таблица 6.6 - Негативное влияние на окружающую среду и меры по его предотвращению при управлении перекачкой товарной нефти по магистральному трубопроводу.

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Литосфера	Утечки нефти, масла и других вредных веществ, возникающие в ходе ремонтных работ или из-за невыполнения	Осуществление регулярного контроля оборудования и устранение отклонений от паспортных условий.

возникновению пожаров, которые причиняют значительные экономические потери, жертвы среди людей и негативное влияние на окружающую среду.

Для минимизации риска ЧС принимаются следующие меры:

- проведение технической диагностики оборудования, а также его обслуживание и ремонт;
- закупка современных контрольно-сигнализационных устройств для замены устаревших физически и морально;
- периодическое и экстренное инструктирование обслуживающего персонала.

В случае происшествия, которое может привести к взрыву или пожару, руководитель ПСП или другой ответственный работник должны объявить об активации режима чрезвычайной ситуации на объекте и следовать плану устранения аварийных разливов нефти.

С применением доступных ресурсов и средств следует предпринять действия по устранению ЧС:

- остановить работу производственного оборудования или перевести его в состояние, способное локализовать или устранить аварию или пожар;
- оказать неотложную помощь пострадавшим в результате аварии или пожара, вывести всех работников и инженерно-технических специалистов из помещений, цехов или опасных зон наружных установок, если они не участвуют в ликвидации аварии или пожара;
- при угрозе человеческой жизни незамедлительно организовать спасение, используя все доступные силы и средства;
- вызвать пожарную бригаду, газоспасательную и медицинскую службы, а также подготовить средства для тушения пожара;
- предпринять все возможные действия для ограничения и устранения аварии или пожара, используя средства защиты и безопасные инструменты;
- в случае необходимости активировать аварийную вентиляцию и обеспечить интенсивное естественное воздухообмен в помещениях;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

- на месте происшествия, в присутствии опасных газовых зон и на смежных территориях, ограничить доступ всем видам транспорта, за исключением аварийных служб, до полного устранения последствий инцидента;

- гарантировать безопасность людей, участвующих в процессе тушения пожара, от потенциальных выбросов горячей нефти, обрушения конструкций, поражения электрическим током, отравления и ожогов;

- при необходимости предпринять меры по созданию искусственных преград для предотвращения распространения нефти.

6.8 Мероприятия, направленные на обустройство рабочей зоны

При организации санитарно-бытовых и производственных помещений, зон отдыха, пешеходных дорожек и рабочих мест на производственных площадках, следует размещать их вне зон опасности. Установите защитные ограждения на границах областей с постоянными опасными производственными факторами и сигнальные ограждения с знаками безопасности в зонах с потенциально опасными факторами.

Находясь на территории предприятия, в производственных и бытовых помещениях, на рабочих участках и рабочих местах, работники и представители других организаций должны соблюдать установленные в данной организации правила внутреннего трудового распорядка. Обеспечьте связь между отдельно стоящими помещениями, площадками, рабочими участками и рабочими местами с помощью телефонной или радиосвязи.

На территории предприятия необходимо оборудовать санитарно-бытовые помещения аптечками, содержащими лекарства, носилки, фиксирующие шины и другие средства для оказания первой помощи пострадавшим. Согласно законодательству, работодатель должен проводить расследование производственных несчастных случаев согласно Положению, утвержденному постановлением Правительства РФ от 11 марта 1999 года № 279. На основе

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

результатов расследования следует разработать и внедрить меры профилактики производственного травматизма и профессиональных заболеваний.

При размещении на производственной территории в разделе «Социальная ответственность» были изучены и проанализированы различные опасности, которые могут возникать на данном производственном объекте. Действия по обеспечению безопасности труда должны гармонично сочетаться с действиями сотрудников на рабочих местах и технологическими процессами, не мешая выполнению рабочих операций. Гарантирование безопасных условий труда на производстве является важным аспектом правильной работы предприятия.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

Заключение

В ходе проведения исследования был выполнен раздел по разработке комплекса технических решений по повышению эффективности работы ПСП Лугинецкого месторождения, в котором реализованы следующие задачи:

1. Был разработан литературный обзор.
2. Дана характеристика объекту исследования – как месторождению, так и ПСП.
3. Проанализирована проблема повышения эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта месторождения.
4. Проведен расчет насосов на соответствие объемам перекачиваемой нефти и определено лучшее решение.
5. Разработан экономический раздел и раздел по социальной ответственности.

					<i>Повышение эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Афанасьев В.А.			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					97	99
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

Список использованных источников

1. Федеральный закон №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008.
2. РМГ 89-2010 «Приемо-сдаточные пункты. Метрологическое и техническое обеспечение».
3. Федеральный закон №184 «О техническом регулировании».
4. Федеральный закон №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
5. ГОСТ 28338-89 «Соединения трубопроводов и арматура».
7. ГОСТ 8732-78 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент».
8. ГОСТ 12.1.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
9. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. 2014.
10. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
11. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление, 1981.
12. ГОСТ 12.1.033-81. ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения, 1981.
13. ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования, 1982.
14. МИ 2825-2003 «СИКН. Метрологические и технические требования к проектированию».

					<i>Повышение эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Афанасьев В.А.</i>				Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						98	99
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

15. ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава».

16. ГОСТ Р 8.595-2004 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

17. РД–16.01– 30.00. 60 –КТН– 2 10 –1–05 «Методика расчета на прочность и долговечность труб с коррозионными дефектами потери металла».

18. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и безвредности для человека факторов среды обитания».

19. СП 1.13330.2020 Свод правил. Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы.

20. СП 9.13330.2009 Свод правил. Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации.

21. СП 10.13330.2009 Свод правил. Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности.

22. СП 8.13330.2020 Свод правил. Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99