

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода»
622.692.4.053:665.6-045.23-044.53

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Пилипенко С.А.		10.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		10.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Клемашева Е.И.	к.э.н.		10.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Фех А.И.	–		10.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		10.06.2021

Томск – 2021 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров
По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2,</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Пилипенко Сергею Андреевичу

Тема работы:

«Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№36-80/с от 05.02.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.06.2021

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: участок магистрального нефтепровода; Диаметр: ■■■ мм; Протяженность ■■■ км; Перекачиваемый продукт – нефть с высоким содержанием асфальто-смолисто-парафиновых отложений; Рабочее давление – ■■■ МПа.
--------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Произведен литературный обзор факторов, влияющих на возникновение асфальто-смолисто-парафиновых отложений, аналитический и сравнительный обзор существующих методов по борьбе с ними, эффективность различных ОУ.
Перечень графического материала	1. Факторы, влияющие на снижение пропускной способности 2. Методы борьбы с АСПО 3. Особенности методов восстановления пропускной способности 4. Виды очистки внутренней полости трубопровода
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Клемашева Е.И., доцент ОСГН
«Социальная ответственность»	Фех А.И., старший преподаватель ООД
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	25.01.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н, доцент		25.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Пилипенко Сергей Андреевич		25.01.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Пилипенко Сергею Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально-технические затраты – 1470 руб. Общая стоимость суммы зарплат и отчислений на социальные нужды – 272938 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы – 16%; Районный коэффициент – 1,3; Дополнительная заработная плата – 20%; Премии – 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30%; Ставка налога на прибыль – 20%; Налог на добавленную стоимость – 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение этапов работ, трудоемкости работ; разработка графика Ганта; Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение показателей ресурсоэффективности научного исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Карта сегментирования
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.01.2021
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		25.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Пилипенко Сергей Андреевич		25.01.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Пилипенко Сергею Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Тема ВКР:

Выбор оптимальной технологии очистки участка промыслового нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: магистральный нефтепровод. Область применения: магистральные нефтепроводы.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> — специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах»; СНиП 12- 03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Организация строительства». Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда).
2. Производственная безопасность: <ul style="list-style-type: none"> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума и локальной вибрации; – недостаток искусственного освещения рабочей зоны; – токсическое воздействие на организм человека химических веществ; – отклонение показателей

	<p>микроклимата на открытом воздухе (повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны);</p> <p>– повреждения в результате контакта с насекомыми, животными.</p> <p>Опасные факторы:</p> <p>– факторы, связанные с электрическим током (электрическая дуга и искры при сварке и т.п.);</p> <p>– взрыво- пожароопасность;</p> <p>– движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выброс загрязняющих веществ по причине негерметичности технологического оборудования.</p> <p>Гидросфера: попадание или сбросы загрязняющих веществ, таких как нефть, растворители на поверхность водных источников и подземных вод.</p> <p>Литосфера: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и лесных массивов, загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами, а также отходами.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: пожары, взрывы, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: ситуация, возникшая вследствие аварийного разлива нефти и нефтепродуктов.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.01.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Фех Алина Ильдаровна	-		25.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Пилипенко Сергей Андреевич		25.01.2021

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

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

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2021 г
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.01.2021	<i>Введение</i>	5
26.02.2021	<i>Обзор литературы</i>	10
08.03.2021	<i>Восстановление пропускной способности</i>	10
26.03.2021	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
07.04.2021	<i>Оценка прочностных параметров линейной части МН</i>	5
13.04.2021	<i>Обоснование выбора метода и технология восстановления пропускной способности участка</i>	15
20.04.2021	<i>Технологические расчёты КПП СОД</i>	10
28.04.2021	<i>Расчёт эффективного диаметра и удельных энергозатрат</i>	10
31.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	5
02.06.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	5
05.06.2021	<i>Заключение</i>	5
10.06.2021	<i>Презентация</i>	15
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		10.06.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

доцент	Брусник О.В.	к.п.н		10.06.2021
--------	--------------	-------	--	------------

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 108 страниц, 39 рисунков, 18 таблиц, 41 источник литературы.

Ключевые слова: пропускная способность, асфальто-смолисто-парафиновые отложения, очистное устройство, магистральный нефтепровод

Объект исследования: участок магистрального нефтепровода с условными диаметрами от 114x8 мм до 325x8 мм и протяженностью 3 567 метров.

Цель работы: восстановление пропускной способности участка магистрального нефтепровода.

В процессе исследования проведен: литературный обзор факторов, влияющих на возникновение асфальто-смолисто-парафиновых отложений, аналитический и сравнительный обзор существующих методов по борьбе с ними, эффективность различных ОУ.

В результате исследования: выбран наиболее результативный метод восстановления пропускной способности для данного участка нефтепроводов, произведены расчеты эффективного диаметра трубопровода и удельных энергозатрат, а также прочностные расчеты для определения параметров трубопровода и КПП СОД.

Область применения: магистральные нефтепроводы.

					Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пилипенко С. А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 2Б7А		

Сокращения, нормативные ссылки

Сокращения

АСПО - тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие его добычу, транспорт и хранение.

МН - Магистральный нефтепровод.

КПП СОД – камера пуска и приема средств очистки и диагностики.

Патрубок - небольшой отрезок трубы, присоединённый (вальцованный, приклёпанный, приваренный) к трубопроводу, резервуару и др. конструкциям, служащий для подключения к ним трубопроводов и арматуры в целях отвода по нему газа, пара или жидкости.

Дренажная емкость - это цельносварной аппарат, который состоит из конических днищ и двух люков.

Задвижка - трубопроводная арматура, в которой запирающий или регулирующий элемент перемещается перпендикулярно оси потока рабочей среды.

РНУ – районное нефтяное управление.

НПС – нефтеперекачивающая станция.

Нормативные ссылки

ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01 Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» специальными очистными устройствами (скребками)

СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода			
Разраб.		Пилипенко С. А.			Сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

РД-23.040.00-КТН-254-10. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть».

ОР-75.180.00-КТН-018-10, Отраслевой регламент, Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), документ разработан ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Диаскан». 2009г.

РД-16.01-60.30.00-КТН-001-1-05 Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов.

ГОСТ 20295 – 85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4). Взамен ГОСТ 20295-74;

СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.

ГОСТ 25371-97 Нефтепродукты. Расчет индекса вязкости по кинематической вязкости.

ОР-75.180.00-КТН-194-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок очистки трубопроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ.

					Сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Введение	17
1. Восстановление пропускной способности.....	19
1.1 Причины снижения пропускной способности.....	19
1.2 Способы очистки нефтепровода от отложений	21
1.3 Виды восстановления пропускной способности внутренней полости нефтепроводов.....	22
1.4 Анализ очистных устройств, используемых при применении механического метода очистки	26
1.4.1 Анализ ОУ – типа СКР1 и СКР1-1	27
1.4.2 Анализ ОУ – типа СКР2.....	30
1.4.3 Анализ ОУ – типа СКР3.....	31
1.4.5 Анализ ОУ – типа СКР4.....	33
1.4.5 Анализ поршня-разделителя типа ПРВ1	35
1.4.6 Анализ скребка – калибра типа СКК.....	36
1.4.7 Техническое обслуживание очистных устройств.....	38
2. Характеристика объекта исследования	39
2.1 Климатическая характеристика объекта	39
2.2 Характеристика магистрального нефтепровода.	39
2.3 Характеристика нефти	40
3. Оценка прочностных параметров линейной части магистрального нефтепровода.....	41
4. Проблема изменения пропускной способности	43
5. Обоснование выбора метода и технология восстановления пропускной способности участка.	47
5.1 Технология восстановления пропускной способности магистрального нефтепровода механическим методом.....	48

					Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пилипенко С. А.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

5.2	Предварительные мероприятия	49
5.3	Запуск СОД в камеру пуска.	50
5.4	Прием СОД в камере приема.....	51
5.5	Контроль пропуска СОД по МН.....	52
5.6	Порядок действий в случае застревания СОД.....	54
5.7	Очистка скребка, утилизация отходов	54
5.8	Контроль качества	55
5.9	Отчетность и оформление документации по очистке нефтепровода.....	56
6.	Технологические расчёты КПП Сод	58
6.1	Расчет сопротивлений растяжению и сжатию	60
6.2	Расчет толщины стенки камеры	60
6.3	Расчет толщины стенки расширенной части камеры.....	61
6.4	Расчет толщины стенки технологических патрубков	62
6.5	Расчет толщины стенки патрубков газовоздушной линии	63
6.6	Расчет толщины стенки днища камеры	65
7.	Расчёт эффективного диаметра трубопровода и удельных энергозатрат ...	66
7.1	Расчет отклонений параметров режимов по результатам контроля.....	67
7.2	Определение удельных энергозатрат	68
8.	Социальная ответственность	69
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	69
8.2	Производственная безопасность	71
8.3	Анализ вредных производственных шумов.....	72
8.3.1	Повышенный уровень шума на рабочем месте	72
8.3.2	Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	73
8.3.3	Токсическое воздействие на организм человека химических веществ	74
8.3.4	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	74
8.3.5	Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными.....	75
8.4	Анализ опасных производственных факторов	76
8.4.1	Электрический ток	76

8.4.2	Пожароопасность и взрывоопасность	76
8.4.3	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	77
8.5	Экологическая безопасность	78
8.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	80
	Выводы по разделу.....	85
9.	Финансовый Менеджмент, Ресурсоэффективность и Ресурсосбережение	86
9.1.	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	86
9.1.1	Анализ конкурентных технических решений.....	86
9.1.2	SWOT - анализ.....	88
9.2	Планирование работ по восстановлению пропускной способности магистрального нефтепровода	89
9.2.1	Определение структуры выполнения работ.....	89
9.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ.....	91
9.2.3	Разработка графика проведения проекта	91
9.3	Бюджет затрат на исследование	96
9.3.1	Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования	96
9.3.2	Основная заработная плата исполнителей исследования	97
9.3.3	Дополнительная заработная плата исполнителей исследования.....	98
9.3.4	Отчисления во внебюджетные фонды	99
9.3.5	Накладные расходы	100
9.3.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	101
9.4	Определение ресурсоэффективности	101
	Заключение по главе	102
	Заключение.....	104
	Список литературы	105

Введение

Трубопроводный транспорт нефти - сложный технологический процесс, в ходе которого возникают различные трудности, из-за которых перекачка нефтепродуктов затруднена.

Одна из самых частых проблем - загрязнение внутритрубной полости различными отложениями. Если не уделять этой проблеме должного внимания, можно столкнуться со снижением пропускной способности, что существенно влияет на производительность всей системы перекачки нефти.

При этом нужно отметить, что важной задачей является обеспечение бесперебойных поставок требуемой пропускной способности внутренней поверхности трубопроводов до грузополучателя, которая может меняться в зависимости от свойств транспортируемой среды и приводить к падению объемов поставки и снижению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта нефти.

Необходимо понимать, как эффективно управлять этим процессом. Важно знать, что требуются большие объемы транспортировки, в связи с этим нужно создать условия, чтобы снизить уровень потерь.

Внутритрубные отложения могут выводить из строя оборудование, после чего будут нужны капитальные ремонты, что негативно скажется на технико-экономических показателях предприятия, занимающегося транспортировкой.

В связи с этим проблему восстановления пропускной способности трубопровода можно считать актуальной и важной.

Цель: выбор оптимальной технологии восстановления пропускной способности при перекачке нефти по магистральному нефтепроводу.

					Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пилипенко С. А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

В ходе выполнения работы были поставлены **следующие задачи:**

1. изучить нормативную документацию и литературу по данной теме;
2. выяснить причины снижения пропускной способности нефтепровода;
3. рассмотреть применяемые методы восстановления пропускной способности нефтепроводов;
4. провести технологические расчёты;
5. выбрать наиболее эффективную и оптимальную, а также экономически выгодную технологию.

Предмет исследования: восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода.

Объект исследования: магистральный нефтепровод.

					Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пилипенко С. А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

1. Восстановление пропускной способности

1.1 Причины снижения пропускной способности

Состав отложений, образующихся внутри нефтепровода, отличается в зависимости от физико-химических свойств транспортируемого продукта и срока службы трубопровода. В процессе перекачки нефти по магистральному нефтепроводу температура среды снижается, в связи с чем раствор становится более насыщенным и из него выпадает парафин, оседая на стенках нефтепровода.

Если принять во внимание то [9], что парафин, состоящий из насыщенных углеводородов с прямой цепью, является одним из компонентов нефти. Но он часто может выпадать в осадок на трубопроводах в результате изменения температуры и давления в производственной системе. Когда парафины накапливаются, эти воскообразные вещества могут ограничивать транспортировку нефти.

Как показывает литературный обзор [2], при транспортировке нефти парафин, растворенный в сырой нефти, будет кристаллизоваться и выпадать в осадок после снижения температуры и или давления. Затем он адсорбируется и осаждается на внутренней стенке трубопровода или оборудования. Это приводит к снижению расхода или даже к закупорке, что может увеличить сопротивление потоку и нагрузку на насос, а также сократить срок службы оборудования.

Согласно исследованиям [1], очистка от застывших отложений нефти в трубопроводе – непростая, долговременная и дорогостоящая операция. Отложения неравномерно распределены по трубопроводу. На начальном участке трубопровода, где температура выше температуры, при которой парафин начинает выпадать, отложения незначительны.

					Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пилипенко С. А.			Восстановление пропускной способности	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б7А		

Далее, где температура ниже, парафин интенсивно выделяется и отложения значительны.

Затем толщина парафиновых отложений по длине нефтепровода снижается, так как нефть уже движется с почти постоянной температурой, равной температуре грунта, и основная масса парафина, выпадающего при этой температуре, уже отложилась на предыдущем участке. Особенно интенсивное осаждение парафина наблюдается во время прекращения перекачки, когда нефть в трубопроводе застывает. При этом процесс застывания начинается у стенок трубы и прогрессивно распространяется к центру, причем скорость формирования застывшего слоя увеличивается в верхней образующей части трубы, т.е. в самой холодной части.

Кроме парафиновых образований в полости МН могут находиться инородные тела из-за некачественной очистки при строительстве и запуске в производство [1].

Во время тестирования и введения МН в работу скопления газа и воды могут скапливаться во внутритрубном пространстве из-за неполного их удаления. Кроме этого, вода может скапливаться из-за того, что она имеет склонность к высвобождению из транспортируемой среды.

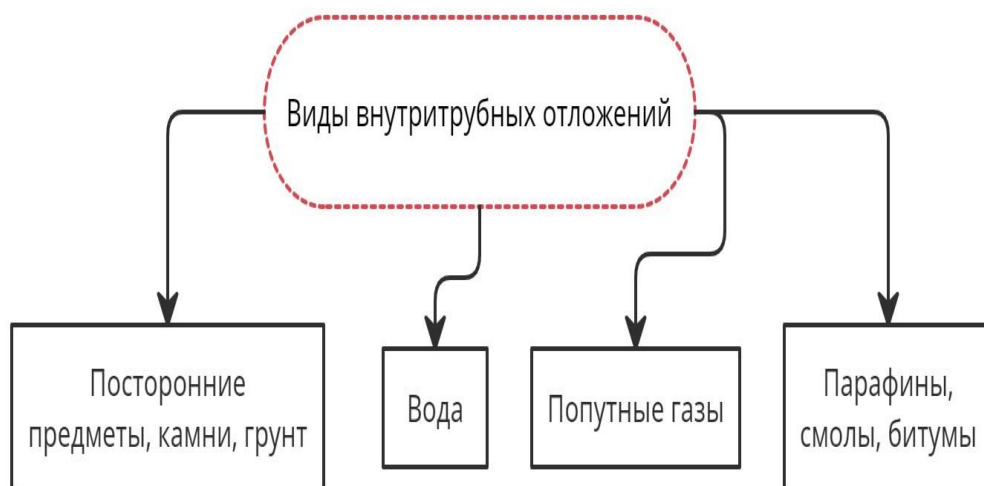


Рисунок 1 – Виды внутритрубных отложений

Наиболее насущной целью при восстановлении пропускной способности является подбор оптимизированных и рациональных средств и методов очистки МН с целью повышения качества результата очистки, сокращения затрат на нее и установление периодичности проведения очистных работ.

1.2 Способы очистки нефтепровода от отложений

Способом ликвидации отложений внутри МН, в состав которых входят парафин, скопления воды и газа, механические примеси удаётся восстановить пропускную способность. На данный момент существует большое количество видов борьбы с АСПО [2], которые представлены на рисунке 2.

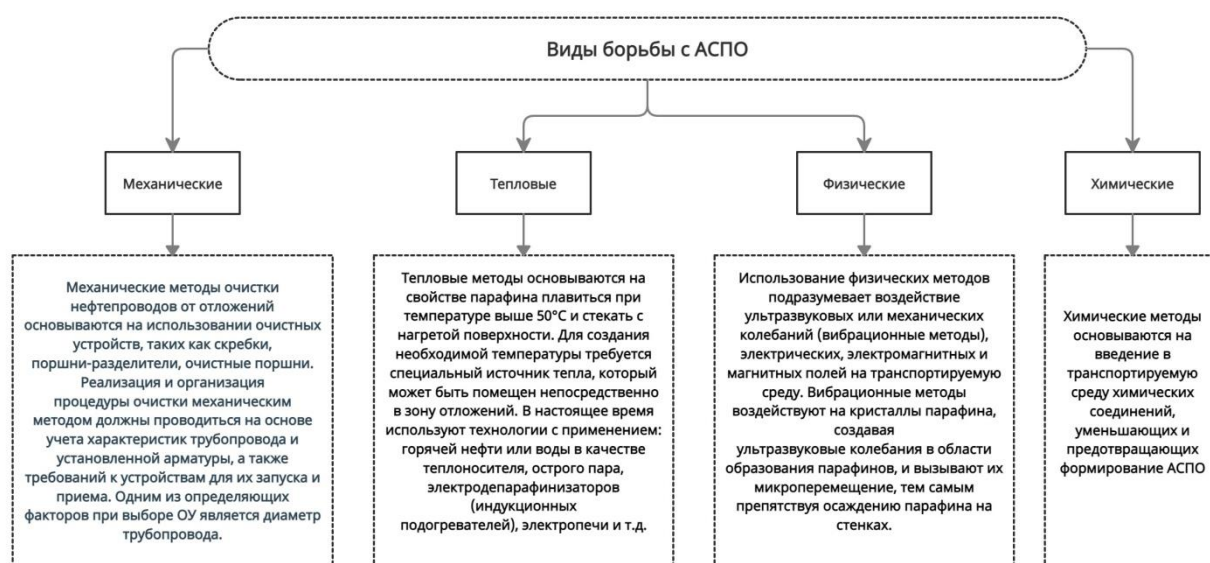


Рисунок 2 – Виды борьбы с АСПО

Также, применяют гелевые поршни, которые представляет собой один из весьма результативных и надежных способов повышения качества восстановления пропускной способности МН. Причем более уместно использовать их, как показывает опыт их эксплуатации, на шельфовых трубопроводах, протяженность которых в России в ближайшие годы будет расти [3].

Отличительные характеристики методов восстановления пропускной способности МН указаны на рисунке 3.

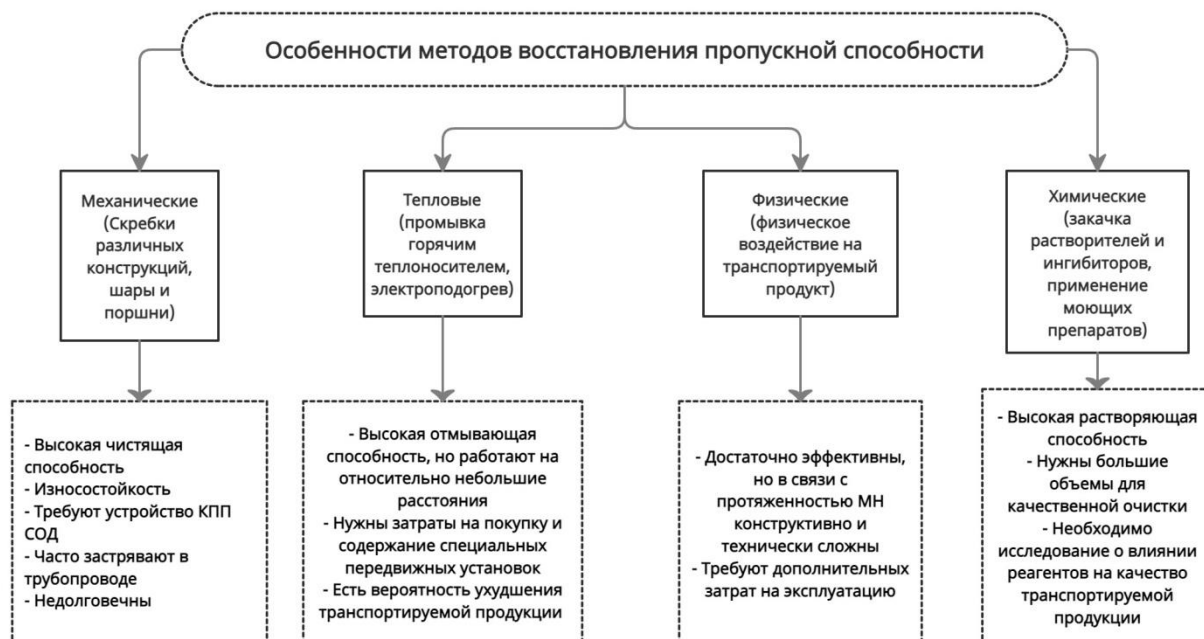


Рисунок 3 – Особенности методов восстановления пропускной способности

1.3 Виды восстановления пропускной способности внутренней полости нефтепроводов

Из-за разнообразных характеристик транспортируемого продукта - плотности, содержания парафина, вязкости, расхода нефти, перепада ее температуры в соответствии с сезоном, интенсивности накопления парафина в трубном пространстве - установлены такие виды очистки:

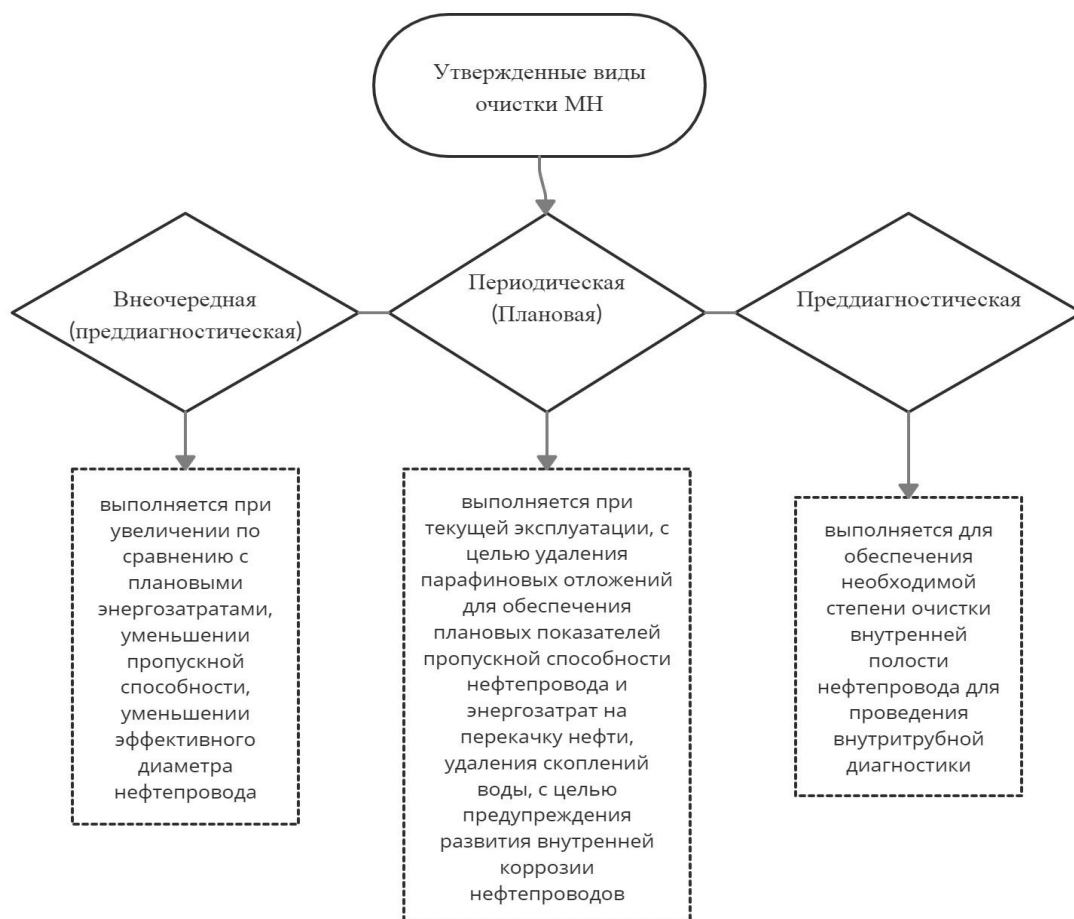


Рисунок 4 – Виды очистки внутренней полости трубопровода

По разработанной инструкции и после утверждения ее специалистом, выполняют очистку для каждого отрезка МН.

При осуществлении периодической и преддиагностической очистки нефтепроводов следует пропускать два и более очистных устройства в соответствии с регламентом очистки внутренних полостей магистральных нефтепроводов. Время между началом работы очистного устройства с закрытыми байпасными отверстиями и очистного устройства с открытыми байпасными отверстиями не может превышать 24 часа.

Проведение целевой очистки разрешается осуществлять пропуском одного очистного устройства с закрытыми отверстиями байпаса.

Работа по очистке может производиться путем пропуска одного очистного устройства при закрытых байпасных отверстиях.

					Восстановление пропускной способности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Планирование работ по восстановлению пропускной способности формируется в процессе разработки временного (год/месяц) плана работ, который должен отвечать следующим условиям:

- потребность в периодической очистке;
- ежегодному графику ВТД;
- потребностью осуществлять целевую очистку после проведения реконструкций в соответствии с планом монтажа нефтепровода[4].

Если на участке МН есть резервные линии, то в первую очередь необходимо очистить подводные участки через реку и болота, лупинги и водоводы, а после этого производят очистку основного участка. Петлевые, резервные нитки и перемычки между параллельными трубопроводами должны быть отсоединены от основного трубопровода на период прохождения очистных устройств, скребков и внутритрубного диагностического оборудования.

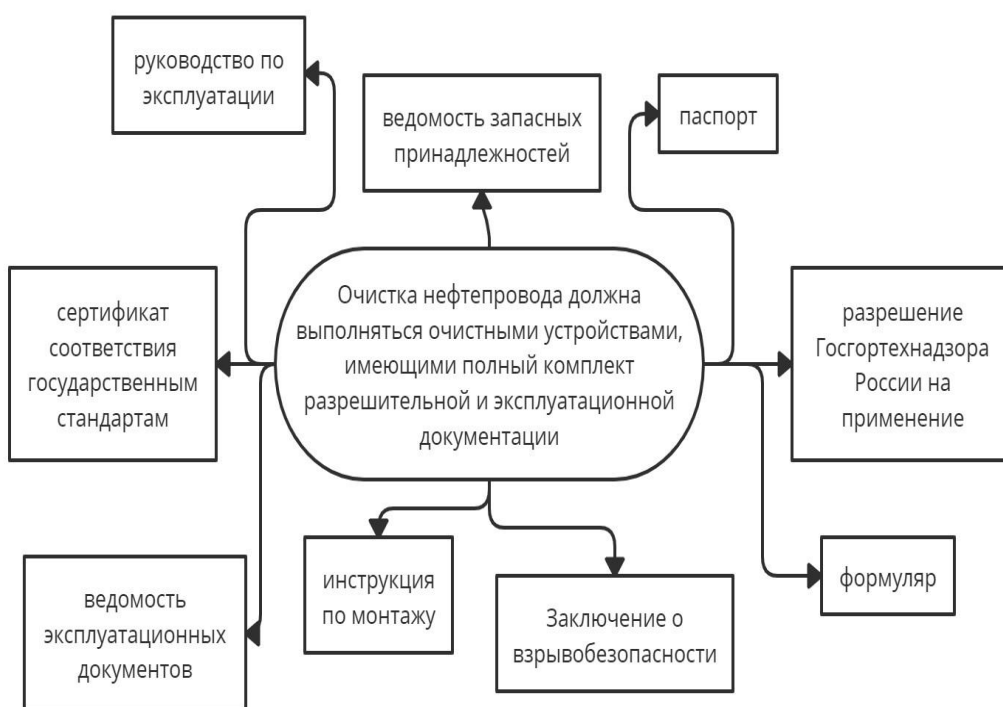


Рисунок 5 – Комплект документации для ОУ

Очистные устройства в основном оборудованы низкочастотными передатчиками и наземными детекторами, что позволяет с высокой

точностью определить месторасположение ОУ во время их перемещения по трубопроводу и найти место их предположительной остановки [5].

В зависимости от свойств перекачиваемой среды и характеристик определённого нефтепровода в индивидуальном порядке определяют регулярность очистных работ, но не реже одного раза в квартал.

Когда пропускная способность МН в период между плановыми очистками ухудшается более чем на 2% - это означает только одно, необходимо провести внеочередную очистку.

Для восстановления пропускной способности МН от внутритрубных отложений механическим методом нефтепроводы должны быть оборудованы камерами приема и пуска, с помощью которых запускают и принимают ОУ.

Более детальные заключения можно будет сделать после того, как будут проанализированы механические очистные устройства. Когда проводят или планируют проводить очистку с помощью механического метода, то при выборе ОУ учитывают массу факторов. Одни из самых главных – это диаметр трубопровода, характеристики трубопровода, установленная на нем арматура, требования к ОУ для их приема-пуска.

В ходе реализации транспортировки нефтепродуктов по трубопроводу в настоящее время изменяются не только технологии перекачивания, но и условные диаметры трубопроводов. В наше время в системе действующих трубопроводов существуют самые различные диаметры от 159 мм до 1220 мм. И в каждой организации необходимо иметь специальное оборудование для эксплуатации своих трубопроводных систем. Поэтому имеется различная классификация и типы очистных устройств. Обычно в состав очистного оборудования нефтетранспортных систем входят следующие внутритрубные инструменты:

					Восстановление пропускной способности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

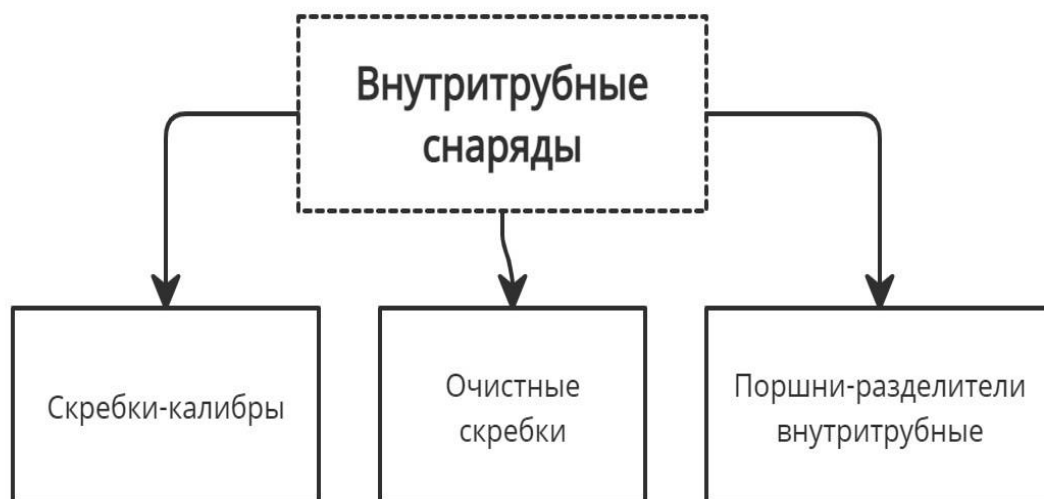


Рисунок 6 – Внутритрубные снаряды

Среди всех видов внутритрубных снарядов особенно выделяются очистные скребки, так как они наиболее простые в эксплуатации и показывают высококачественный результат очистки магистральных нефтепроводов.

1.4 Анализ очистных устройств, используемых при применении механического метода очистки

Центр технической диагностики «Диаскан» использует большое количество очистных устройств и предоставляет возможность подобрать ОУ по техническим характеристикам, чтобы провести их пропуск на участках МТ любого диаметра.

В основном используются скребки типа СКР1, СКР1-1, СКР-2, СКР3, а также достаточно недавно стали применять новые скребки типа СКР4. С помощью данных устройств, МН очищают от АСПО, нежелательных субстанций, оставшихся после ремонта, механических примесей. Также устройства данных типов применяют перед тем, как пропустить внутритрубное диагностическое оборудование.

Чтобы пропустить очистное устройство по МН его необходимое минимальное проходное сечение должно составлять 85% от наружного диаметра трубопровода.

Скребки оборудуют ПДС (передатчиками для скребков), с целью определения их нахождения внутри трубопровода.

Корпус способен вынести внутреннее давление взрыва 0,75 МПа и препятствовать распространению взрыва в окружающую среду. Особый способ защиты от взрыва достигается путём загерметизации антенны при помощи терморезистивного герметика. Поднятие и перемещение скребков выполняется за кольцо на бампере или за корпус скребка.

Еще используются поршни-разделители типа ПРВ1, которые нужны для удаления отложений со стенок трубопровода.

Поршни-разделители типа ПРВ1 тоже оснащены ПДС. Подъем и перемещение ПРВ1 производится за кольцо на бампере или за корпус [6].

1.4.1 Анализ ОУ – типа СКР1 и СКР1-1

Главные очищающие скребки - типа СКР1, которые применяются для периодической очистки нефтепровода от АСПО, а также используются до пропуска внутритрубных диагностических устройств, показаны на рисунке 7.

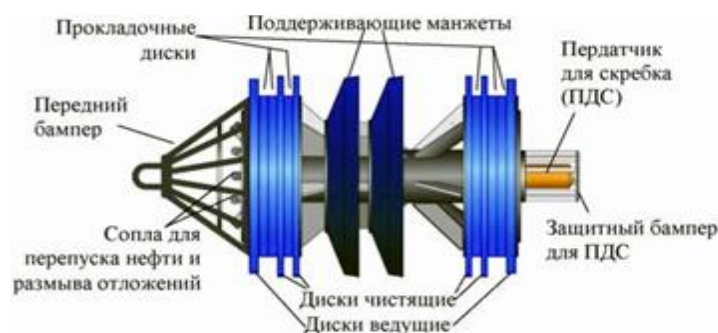


Рисунок 7 – скребок типа СКР1

Корпус скребка СКР1 является полый металлоконструкцией. На фланцах, приваренных в центральной и тыльной частях корпуса, предусматривается возможность крепления двух направляющих, четырех очистных дисков, разделяемых уплотнительными пластинами небольшого диаметра, и одного или двух хомутов (в соответствии с конструкцией). На фронтальной части скребка расположены байпасные отверстия.

					Восстановление пропускной способности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Ось байпасных отверстий размещена под наклоном к стене трубопровода. Байпасные отверстия служат для размыва осадков, которые скребок счищает с внутренней полости трубопровода и вытесняет вперёд. Байпасные отверстия могут перекрываться болтовыми заглушками. В тыльной части скребка крепится передатчик.

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %Dн	Мин. Радиус отвода трубопровода на 90°	Диапазон рабочих скоростей пропускания, м/с
48-СКР1	1220	2384	1185	85	1,5Dн	0,2...5
40-СКР1	1020	2030	787			
32-СКР1	820	1725	395			
28-СКР1	720	1505	323			
20-СКР1	530	1267	135		1,5Dн*(2Dн)	
16-СКР1	426	967	64		1,5Dн*(2,5Dн)	
14-СКР1	377	914	56		1,5Dн*(3Dн)	
12-СКР1	325	856	46			

Рисунок 8 – Технические особенности скребков типа СКР1

На завершающем отрезке очистки, перед тем как будут осуществлять запуск дефектоскопа, на лицевой и на тыльной частях скребка вместо одной прокладки монтируется щетка-диск. Такой скребок именуется скребком типа СКР1-1 или специализированный скребок, изображение которого показано на рисунке 9.

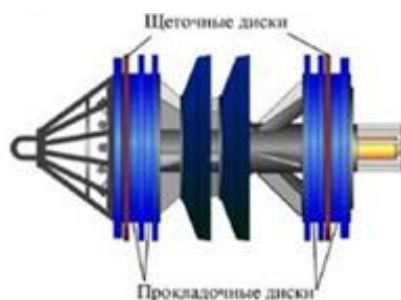


Рисунок 9 – Скребок типа СКР1-1

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %Dн	Мин. Радиус отвода трубопровода на 90°	Диапазон рабочих скоростей пропуска, м/с
48-СКР1-1	1220	2384	1217	85	1,5Dн	0,2...5
40-СКР1-1	1020	2030	805			
32-СКР1-1	820	1725	405			
28-СКР1-1	720	1505	332			
20-СКР1-1	530	1267	141		1,5Dн*(2Dн)	
16-СКР1-1	426	967	67		1,5Dн*(2,5Dн)	
14-СКР1-1	377	914	58		1,5Dн*(3Dн)	
12-СКР1-1	325	856	48			

Рисунок 10 - Технические характеристики скребков типа СКР1-1

Особая конструкция чистящих и щеточных дисков предусматривает специальное исполнение, что обеспечивает эффективное удаление отложений с внутритрубного пространства МН и из коррозионных полостей

					Восстановление пропускной способности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

в стенке нефтепровода. Технология процесса работы скребка СКР1-1 изображена на рисунке 11.

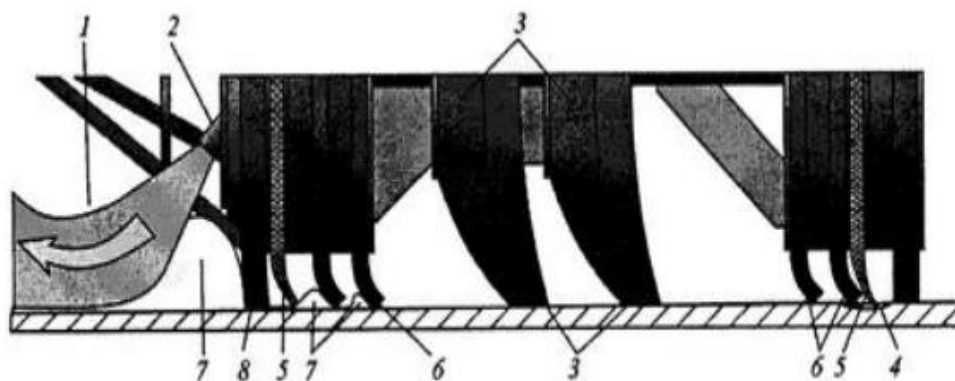


Рисунок 11 – Работа щеточного очистного скребка СКР1-1: 1 – струя продукта перекачки; 2 – сопло для размыва отложений; 3 – манжеты; 4 – раковина в стенке трубы; 5 – диск щеточный; 6 – диск чистящий; 7 – отложения; 8 – диск ведущий

1.4.2 Анализ ОУ – типа СКР2

На финальном этапе очистных работ применяются двусекционные скребки типа СКР2. Образец двусекционного скребка типа СКР2 показан на рис. 12.

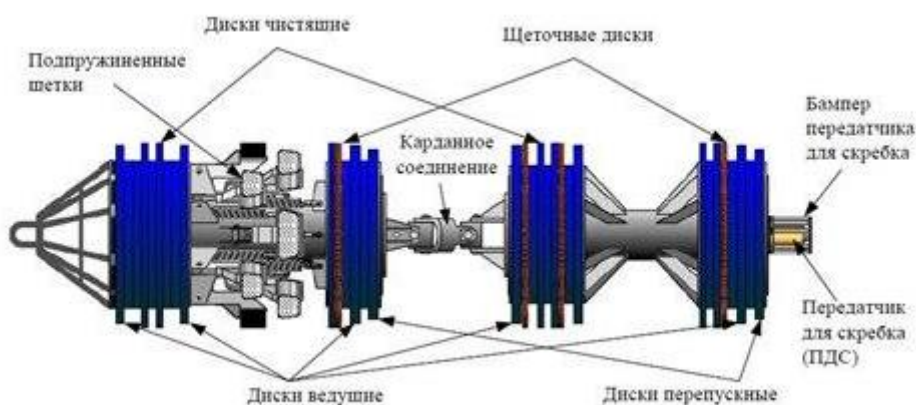


Рисунок 12 – Скребки типа СКР2

Скребок типа СКР2 представляет собой головную и хвостовую части, связанные посредством кардана. Каждая секция содержит полый корпус и два блока полиуретановых дисков, размещенных в головной и хвостовой частях корпуса и служащих для очистки внутренней поверхности

				Восстановление пропускной способности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	29

трубопровода. В состав дисковых блоков включены набор очищающих, ведущих, прокладочных и щеточных дисков, разделенных прокладочными дисками, крепящимися к корпусу при помощи болтов.

Щеточные диски монтируются на головной и задней секциях между полиуретановыми дисками. Щеточные диски изготовлены в виде прокладочного диска. Передние дисковые блоки на головной и хвостовой секциях содержат чистящие диски. Также скребок оборудован ПДС, который находится в конце хвостовой секции.

Скребок, который находится во внутритрубном пространстве, перемещается с потоком транспортируемой среды. Очистка внутренних стенок от отложений производится непосредственно полиуретановыми очистными дисками.

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %Dн	Мин. Радиус отвода трубопровода на 90°	Диапазон рабочих скоростей пропуска, м/с
СКР2 48-01	1220	5110	2470	85	3Dн	0.5...5
СКР2 40-01	1020	4571	1736			
СКР2 32-00	820	3675	1000			
СКР2 28-00	720	3369	500			
СКР2 20-00	530	2424	300			

Рисунок 13 - Технические характеристики скребков типа СКР2

1.4.3 Анализ ОУ – типа СКР3

Скребки типа СКР3 (рисунок 14) применяют перед тем как запускают оборудования для нахождения дефектов. Это характеризуется тем, что

дефектоскопия и внутритрубная диагностика должна проводиться, после очистки нефтепровода от АСПО и инородных предметов.

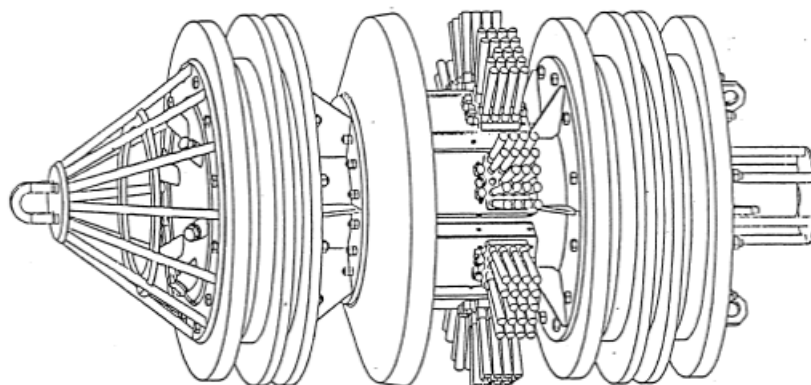


Рисунок 14 – Скребок типа СКРЗ

Скребок типа СКРЗ – магнитный скребок, который состоит из одной секции. В данной конструкции применяются блоки магнитов с целью прикрепления щеточных пластин. Скребок, который находится во внутритрубном пространстве, перемещается с потоком транспортируемой среды. С помощью полиуретановых дисков и манжет осуществляется центровка и соосность скребка в трубе. Кроме того благодаря манжетам скребку удастся преодолеть «препятствия» в виде тройников, задвижек.

Полиуретановые диски и металлоконструкции в виде пластин, которые крепят на блоках магнитов осуществляют очистку от АСПО.

Если внутри полости МН остались металлические объекты, то они достаточно легко устраняются щёточными пластинами и скапливаются на блоках-магнитах, которые в свою очередь закреплены болтовыми соединениями в средней части корпуса.

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %Dн	Мин. Радиус отвода трубопровода на 90°	Диапазон рабочих скоростей пропуска, м/с
СКРЗ 48-01	1220	2579	1640	85	3Dн	0.2...5
СКРЗ 40-01	1020	2270	1170			
СКРЗ 32-01	820	1891	629			
СКРЗ 28-01	720	1794	503			
СКРЗ 20-01	530	1284	175			

Рисунок 15 – Технические характеристики скребков СКРЗ

1.4.5 Анализ ОУ – типа СКР4

С течением времени очистные скребки, описанные выше начали устаревать и перед инженерами было сформировано новое важное задание. Они должны были создать инновационный скребок, который бы превосходил старые модели по таким показателям как качество очистки, износостойкость.

В процессе такого усовершенствования удалось увеличить в 4 раза ресурс чистящих элементов, если сравнивать их со скребками прошлых поколений. Введение в производство данных ОУ обеспечило более высокое качество очистки внутритрубного пространства и значительно снизило затраты на проведение очистных операций.

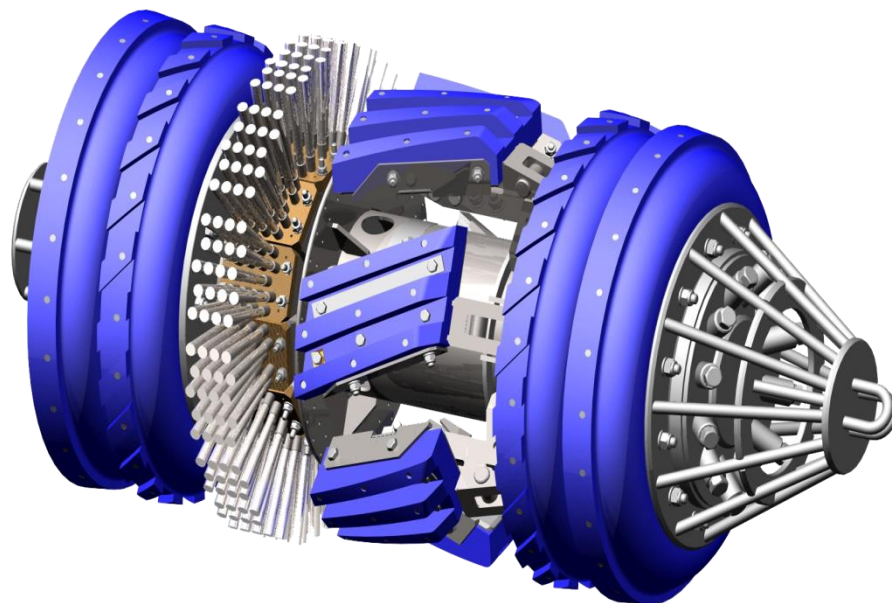


Рисунок 16 – Очистной скребок СКР-4

Предназначение скребка типа СКР4 - очистка внутренних поверхностей трубопроводов от АСПО, мусора, металлических предметов и продуктов коррозии. Скребок, который находится во внутритрубном пространстве, перемещается с потоком транспортируемой среды, осуществляя очистку стенок трубопровода. В центре технической диагностики введены в производство новейшие ПДС и локаторы для контроля перемещения скребка.

Эксплуатационная среда ОУ – жидкость, природный газ, нефть и т.д. Температурные пределы среды от -15 до 50 градусов по Цельсию. В зависимости от пробега ОУ определяют срок службы ОУ, обычно он составляет либо 4 года, либо 6000км [7].

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (Dн), мм (")	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, %Dн (мм)	Минимальный радиус поворота трубопровода на 90°	Максимальное давление среды эксплуатации, МПА	Допустимая скорость движения скребка, м/с
48-СКР4	1220 (48")	2227	1173	85%Dн (1037)	1,5Dн	14	0.2...5
42-СКР4	1067 (42")	2053	839	85%Dн (907)	1,5Dн		
40-СКР4	1020 (40")	2038	818	85%Dн (867)	1,5Dн		
32-СКР4	820 (32")	1826	687	85%Dн (697)	1,5Dн		
28-СКР4	720 (28")	1710	482	85%Dн (612)	1,5Dн		
20-СКР4	530 (20")	1307 1417	219 255	85%Dн (451)	1,5Dн 3Dн	8	
16-СКР4	426 (16")	1054	115	85%Dн (362)	1,5Dн		
14-СКР4	377 (14")	890 880	92 119	85%Dн (320)	1,5Dн		
12-СКР4	325 (12")	786 775	65 76	85%Dн (276)	3Dн		
10-СКР4	273 (10")	595	32	85%Dн (232)	3Dн		
219-СКР4	219 (8")	529	28	85%Dн (186)	3Dн		
159-СКР4	159 (6")	400	12	85%Dн (127)	3Dн		

Рисунок 17 – Технические характеристики скребков СКР4

1.4.5 Анализ поршня-разделителя типа ПРВ1

Поршни-разделители ПРВ1 предназначены для удаления отложений и посторонних предметов с внутренних стенок МН.

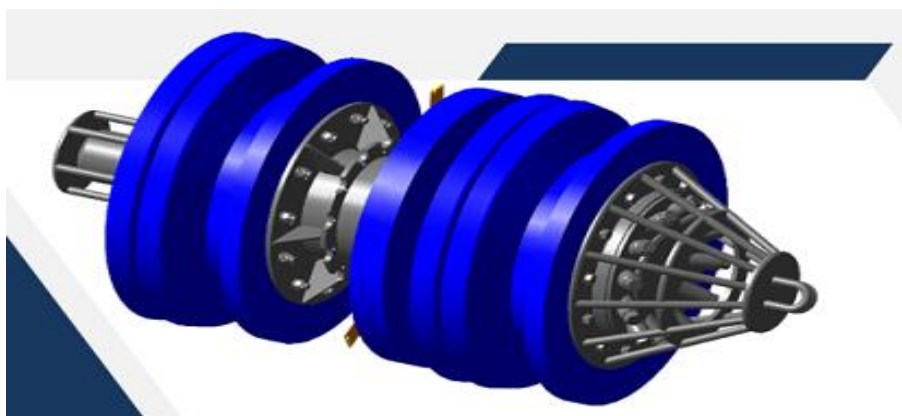


Рисунок 18 – Поршень-разделитель ПРВ1

					Восстановление пропускной способности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (Dн), мм (")	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, %Dн (мм)	Минимальный радиус поворота трубопровода на 90°	Максимальное давление среды эксплуатации, МПА	Диапазон рабочих скоростей пропускания, м/с
48-ПРВ1	1220 (48")	2373	1011	85%Dн (1037)	1,5Dн	14	0.2...10
42-ПРВ1	1067 (42")	2244	686	85%Dн (907)	1,5Dн		
40-ПРВ1	1020 (40")	1699	639	85%Dн (867)	1,5Dн		
32-ПРВ1	820 (32")	1471	379	85%Dн (697)	1,5Dн		
28-ПРВ1	720 (28")	1188	302	85%Dн (612)	1,5Dн		
20-ПРВ1	530 (20")	1002	144	85%Dн (451)	1,5Dн		
16-ПРВ1	426 (16")	935	67	85%Dн (362)	1,5Dн		
14-ПРВ1	377 (14")	634	58	85%Dн (320)	1,5Dн		
12-ПРВ1	325 (12")	608	34	85%Dн (276)	1,5Dн	8	
10-ПРВ1	273 (10")	447	23	85%Dн (232)	1,5Dн		
219-ПРВ1	219 (8")		15	85%Dн (186)	1,5Dн		

Рисунок 19 – Технические характеристики поршней-разделителей типа ПРВ1

ПРВ1 перемещается внутри трубы в потоке с транспортируемой средой. Очистка от АСПО и нежелательных предметов осуществляется полиуретановыми дисками. На задней части корпуса ПРВ1 установлен ПДС, для определения местоположения поршня-разделителя и для отслеживания его перемещений внутри МН [8].

1.4.6 Анализ скребка – калибра типа СКК

Перед тем как запустить ОУ или провести диагностику внутритрубного пространства с помощью специального инспекционного оборудования и приборов внутрь трубопровода запускают скребок-калибр типа СКК.

Основная задача данного устройства заключается в том, чтобы дать оценочные характеристики минимальной величине проходного сечения МН.

					Восстановление пропускной способности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Эти данные получают следующим образом: скребок-калибр СКК оборудован калибровочными дисками, окончание которых имеет вид лепестков. Эти лепестки на дисках в процессе прохождения по трубопроводу сталкиваются с преградами в виде отложений и сужений в связи с чем лепестки отгибаются. По углу отклонения отгиба этих лепестков определяют наименьшее проходное сечение МН [9].

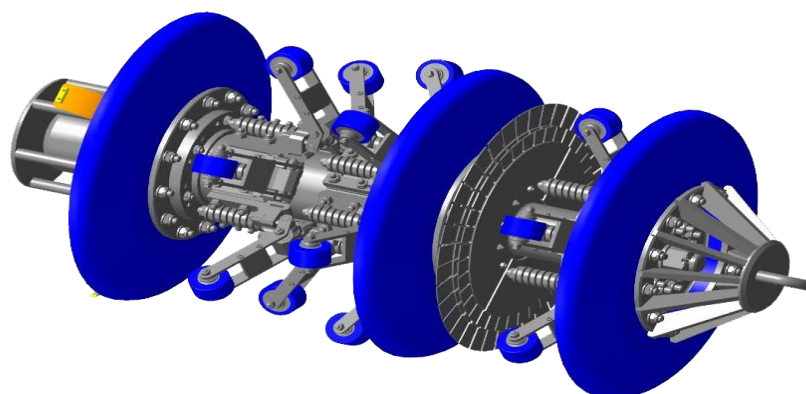


Рисунок 20 – Скребок-калибр типа СКК

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (Dн), мм (")	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, %Dн (мм)	Минимальный радиус поворота трубопровода на 90°	Максимальное давление среды эксплуатации, МПа	Диапазон рабочих скоростей пропускания, м/с
48-СКК	1220 (48")	2195	610	60%Dн	1,5Dн	14	0.2...10
42-СКК	1067 (42")	2175	506	65%Dн	1,5Dн		
40-СКК	1020 (40")	1992	430	60%Dн	1,5Dн		
32-СКК	820 (32")	1548	246	60%Dн	1,5Dн		
28-СКК	720 (28")	1551	218	63%Dн	1,5Dн		
20-СКК	530 (20")	1240	96	60%Dн	1,5Dн		
16-СКК	426 (16")	1006	68	60%Dн	1,5Dн	8	
14-СКК	377 (14")	766	44	60%Dн	1,5Dн		
12-СКК	325 (12")	638	35	70%Dн	1,5Dн		
10-СКК	273 (10")	646	22	70%Dн	1,5Dн		
219-СКК	219 (8")	497	15	60%Dн	1,5Dн		
159-СКК	159 (6")	388	7	70%Dн	1,5Dн		

Рисунок 21 – Технические характеристики скребка-калибра типа СКК

1.4.7 Техническое обслуживание очистных устройств

ОУ требуют особое обслуживание и нуждаются в ремонте, контроле, технических осмотрах. ОУ постоянно подвергаются серьезным нагрузкам и износу. Если нарушать правила эксплуатации и обслуживания, то есть огромный риск разрушения устройства прямо внутри МН, что может повлечь за собой очень серьезные последствия в виде аварии и ЧС.

Техобслуживание - совокупность работ по сохранению эксплуатационной производительности изделия при применении его по прямому назначению. Техническое обслуживание содержит работы, предусмотренные технической документацией для сохранения характеристик или пригодности устройства к использованию в ходе срока эксплуатации.

ТО ОУ делают после каждого его пропуска по МН. Срок проведения ТО – не больше трех суток после пропуска ОУ. Порядок действий при проведении ТО ОУ указаны на рисунке 22 [10].

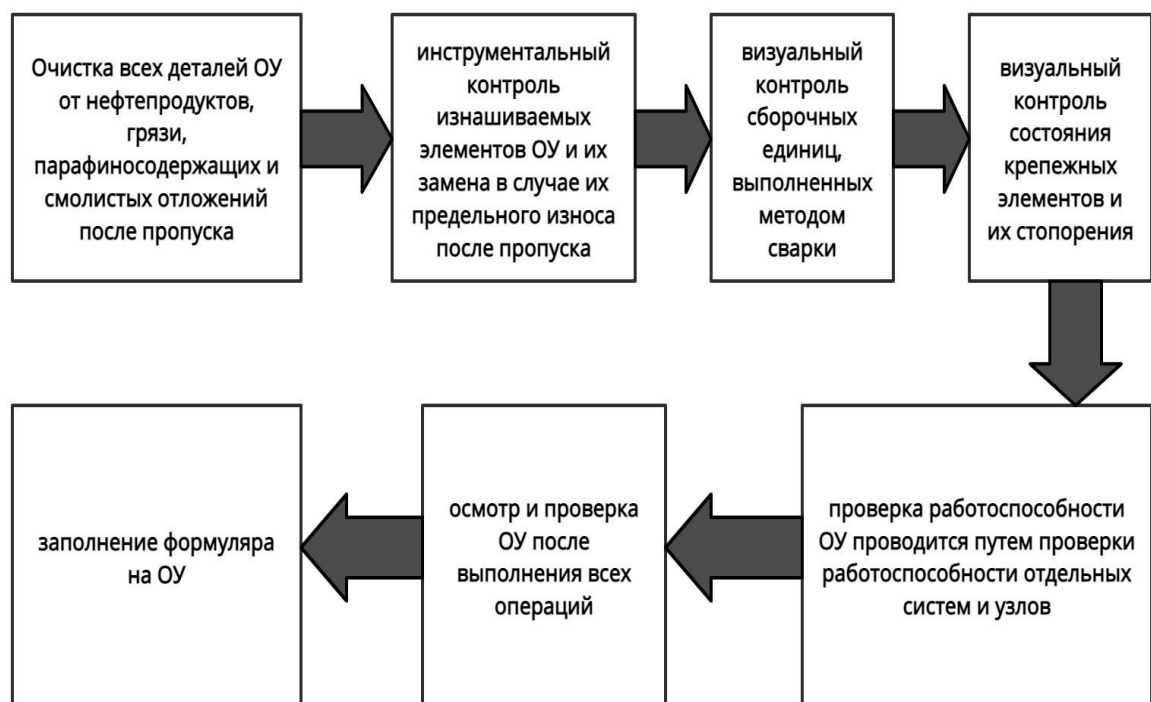


Рисунок 22 – порядок действий при техническом обслуживании ОУ

2. Характеристика объекта исследования

Магистральный нефтепровод ██████████, был сооружен и выведен на производительность установленную в проекте в декабре 1965 году. Предназначение МН – транспортировка нефти и его протяжённость составляет ██████████ км.

На территории участка рассматриваемого в данной выпускной квалификационной работе предусмотрены КПП СОД и резервуарный парк. Также для обеспечения проектной мощности ██████████ млн. тонн в год.

2.1 Климатическая характеристика объекта

В связи с тем, что магистральный нефтепровод располагается на территории низменности с сравнительно невысокими перепадами рельефа, то и реки в этом районе имеют равнинный тип, отличающийся сравнимо неспешным течением.

К числу наиболее крупных рек, проходящих через МН, можно причислить Туру, Тавду. Лесной фонд на 75-80 % представлен тайгой.

Таблица 1 – Климатические условия объекта

Описание климатических условий	
Климат	Резко континентальный
Абсолютный минимум температуры	минус 50 °С
Абсолютный максимум температуры	плюс 38 °С
Температура почвы (средняя годовая)	0 °С
Грунт основания	суглинок легкий песчанистый

2.2 Характеристика магистрального нефтепровода.

На рассматриваемом участке используются трубы, выполненные из низколегированной стали ██████████, длиной ██████████ м, которые изготавливают на заводах России и Европы.

Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Пилипенко С. А.						
Руковод.	Чухарева Н.В.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						
Характеристика объекта исследования					Лит.	Лист	Листов
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Нефтепровод проложен на территории Тюменской области и внутренний диаметр трубы равняется ■■■ мм, который предусмотрен на рабочее давление ■■■ МПа.

С целью защиты от коррозии присутствует внешнее изоляционное покрытие.

На участке МН трубы сваривают в единый целый трубопровод и укладывают в траншеи. Сварные швы проверяют с помощью ультразвукового контроля.

2.3 Характеристика нефти

На участке магистрального нефтепровода, который был рассмотрен в данной выпускной квалификационной работе наиболее часто проходит нефть с высокой вязкостью, в состав которой входит большое содержание серы, солей, парафина и прочих примесей.

Ниже в таблице 2 указаны общие характеристики о содержании примесей в составе высоковязкой нефти.

Таблица 2 – Характеристика нефти

Параметр	Плотность нефти	Механические примеси	Температура застывания	Температура плавления	Содержание серы	Содержание н-парафинов	Содержание смол и асфальтенов
Значение	0,9715 г/см ³	0,6%	+10 °С	+50 °С	1,8%	12%	2%

3. Оценка прочностных параметров линейной части магистрального нефтепровода и гидравлический расчёт.

Во время контроля трубопровода нужно оценить вероятность механического воздействия на его прочность для принятия решения о дальнейшей безопасной эксплуатации с учётом запаса надёжности.

Один из главных элементов наблюдения за контролем состояния трубопровода – это оценка прочностных параметров (определение толщины стенки).

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения магистральных трубопроводов подземные участки трубопровода должны быть проверены расчетом на прочность в соответствии с требованиями СП 36 13330 2012 [11].

Расчет выполняют следующим образом. Выполняется расчет и проверки для состояния нормальных условий эксплуатации на удовлетворение всем критериям прочности.

В случае если рассчитываемый участок не удовлетворяет каким-либо требованиям для нормальных условий эксплуатации, вносят изменения в конструктивную схему участка трубопровода или заменяют условия его нагружения.

Таблица 3 – Исходные данные для расчёта прочностных характеристик трубопровода

Диаметр трубопровода	■ мм
Грунт	мелкий песок
Плотность среды подлежащей перекачки	■ кг/м ³
Рабочее давление	■ МПа
Эксплуатационная температура	■ °С
Категория участка	■

					Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.	Пилипенко С. А.				Оценка прочностных параметров линейной части магистрального нефтепровода и гидравлический расчёт		Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Чухарева Н.В.									
Консульт.							Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.									

Опираясь на [12] расчётная толщина стенки трубопровода δ по внутреннему давлению определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \times p \times D_H}{2(R_1 + n \times p)}, \quad (1)$$

Где n – коэффициент перегрузки внутреннего давления, равный 1,1 (табл. 14, [11]);

P – 5,7 МПа рабочее давление в трубопроводе;

D_H – наружный диаметр труб, мм;

R_1 – расчетное сопротивление при растяжении

R_1 – расчетное сопротивление при растяжении, определяемое по формуле

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

Где k_H - коэффициент надежности по назначению трубопровода, равный 1,21 (по таблице 12, [11]);

m_0 - коэффициент условий работы трубопровода, равный 0,825 (по таблице 1, [11]);

k_1 - коэффициент надежности по материалу, равный 1,4 (по таблице 10, [13]);

R_1^H - нормативное сопротивление при растяжении. R_1^H равно минимальному значению временного сопротивления

$$R_1^H = \sigma_{вр} = \blacksquare \text{ МПа}$$

Подставляем наши значения в формулу (2):

$$R_1 = \frac{\blacksquare \times \blacksquare}{\blacksquare \times \blacksquare} = \blacksquare \text{ МПа.}$$

По найденным параметрам посчитаем минимальную толщину стенки трубопровода подставив все значения в формулу (1)

$$\delta = \frac{\dots \times \dots \times \dots}{2(\dots + \dots \times \dots)} = \dots \approx \dots \text{ мм.}$$

Из итогового рассчитанного значения толщины стенки трубы по внутреннему и внешнему давлению принимаем $\delta = \dots$ мм.

3.1 Гидравлический расчёт

Все расчеты были выполнены согласно ОР-75.180.00-КТН-018-10 «Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ)», РД 39-30-718-82 «Методика гидравлического расчета при перекачке газонасыщенных нефтей» и Новоселов В. Ф. «Нефтепроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов: Учебное пособие».

Таблица 4 – Исходные данные для гидравлического расчёта

Исходные данные для гидравлического расчёта	
Q_r	... млн т./год
Q	... м ³ /с
Диаметр трубопровода	... мм
Длина трассы	... км
ΔZ (Разность отметок начала и конца трубопровода $A_z = Z_2 - Z_1$)	... м

Таблица 5 – Формулы, использованные при расчётах

Формулы, использованные при расчётах		
Внутренний диаметр трубопровода	$d = D - 2 \times \delta$	(3.1.1)
Средняя скорость течения нефти по трубопроводу	$V = \frac{4 \times Q}{\pi \times d^2}$	(3.1.2)
Проверка режима течения	$Re = \frac{V \times d}{\nu}$	(3.1.3)
Относительная шероховатость	$\varepsilon = \frac{e}{d}$	(3.1.4)

Коэффициент гидравлического сопротивления	$\lambda = 0,11 \times \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{D} \right)^{0,35}$	(3.1.5)
Гидравлический уклон	$i = \frac{\lambda}{d} \times \frac{V^2}{2 \times g}$	(3.1.6)
Потери напора на трение в трубопроводе	$h_{тр} = i \times L$	(3.1.7)
Потери напора на местные сопротивления	$h_m = 0,02 \times h_{тр}$	(3.1.8)
Полные потери напора в трубопроводе	$H = h_{тр} + h_m + \Delta z$	(3.1.9)
Начальный напор в нефтепроводе	$H_{нач.} = \frac{P}{\rho \times g} + \frac{v^2}{2 \times g}$	(3.1.10)
Напор в конце участка	$H_{кон.} = H_{нач.} - H$	(3.1.11)

Таблица 6 – Полученные данные из гидравлического расчёта

Полученные данные из гидравлического расчёта	
Внутренний диаметр трубопровода	■ мм
Средняя скорость течения нефти по трубопроводу	■ м/с
Проверка режима течения	■
Относительная шероховатость	■
Коэффициент гидравлического сопротивления	■
Гидравлический уклон	■
Потери напора на трение в трубопроводе	■ м
Потери напора на местные сопротивления	■ м
Полные потери напора в трубопроводе	■ м
Начальный напор в нефтепроводе	■ м
Напор в конце участка	■ м

4. Проблема изменения пропускной способности

Во время эксплуатации магистрального трубопровода происходит изменение пропускной способности. На это влияют определенные причины, указанные на рисунке 23.



Рисунок 23 – Причины изменения пропускной способности

Температура нефтей имеет свойство изменяться в течении года, что прямым образом оказывает влияние на пропускную способность трубопровода. Минимальная пропускная способность трубопровода чаще всего фиксируется в весенний период, когда нефть и грунт имеют наименьшую температуру.

Снижение пропускной способности приводит к повышению энергозатрат, также имеется риск аварийной ситуации на МН.

Для того чтобы пропускная способность не понижалась, а поддерживалась, выполняют предупредительные мероприятия, а также

					Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пилипенко С. А.			Проблема изменения пропускной способности	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

работы по устранению залежей парафина (рисунок 24).



Рисунок 24 – Предупредительные мероприятия проводимые для предупреждения отложений парафина

Даже с учётом того, что все эти профилактические операции проводятся, проблема восстановления пропускной способности на магистральных нефтепроводах стоит достаточно остро и ее нужно решать.

На каждом участке МН в зависимости от его характеристик и данных диагностики, проводят подготовительные работы, выбирают метод восстановления пропускной способности, которые были указаны в рисунке 2.

Происходит подбор оборудования, осуществление метода и фиксация результатов проведенной очистки.

5. Обоснование выбора метода и технология восстановления пропускной способности участка

Аргументом при выборе метода является результативность и рентабельность метода очистки внутреннего пространства МН, который нужно очищать от внутритрубных отложений. Перед тем, как МН будет сдан в эксплуатацию, его очищают окончательно. Начиная от крупных инородных предметов, заканчивая пылью. Только при выполнении этого условия можно считать трубопровод пригодным для осуществления транспортировки нефти. Переменное поперечное сечение НП характеризуется разным давлением на каждом отрезке трубы, перепадами температуры перекачки, заужениями на отрезках трассы. Избранный метод обязан удовлетворять перечисленным ниже требованиям, которые указаны на рисунке 25.

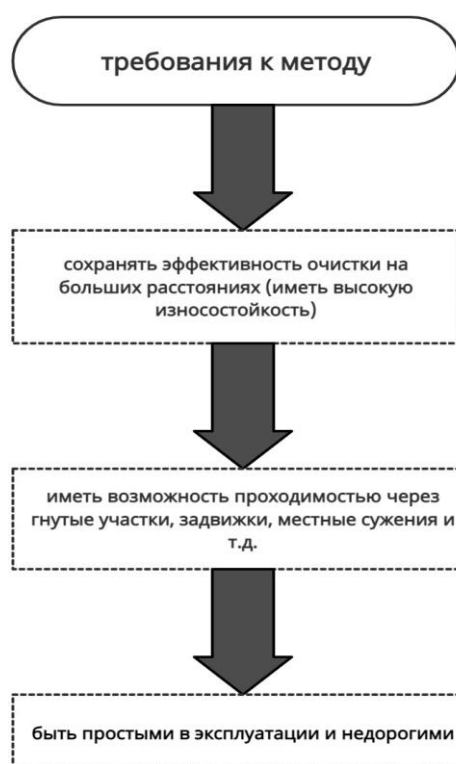


Рисунок 25 – Требования к методу восстановления пропускной способности

					Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обоснование выбора метода и технология восстановления пропускной способности участка	Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Пилипенко С. А.							
Руковод.		Чухарева Н.В.							
Консульт.									
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А			

Для рассматриваемого мною участка магистрального нефтепровода наиболее оптимальным будет механический метод очистки, так как длина трубопровода достаточно большая. Именно в связи с протяженностью МН тепловой и физический метод не уместны. Также рассмотренный мною участок оборудован КПП СОД, что просто необходимо при проведении механической очистки.

5.1 Технология восстановления пропускной способности магистрального нефтепровода механическим методом.

Предусмотрены следующие этапы технологии проведения работ, которые представлены на рисунке 26. Также на рисунке 27 можно увидеть принципиальную схему узла приема и запуска средства очистки и диагностики.

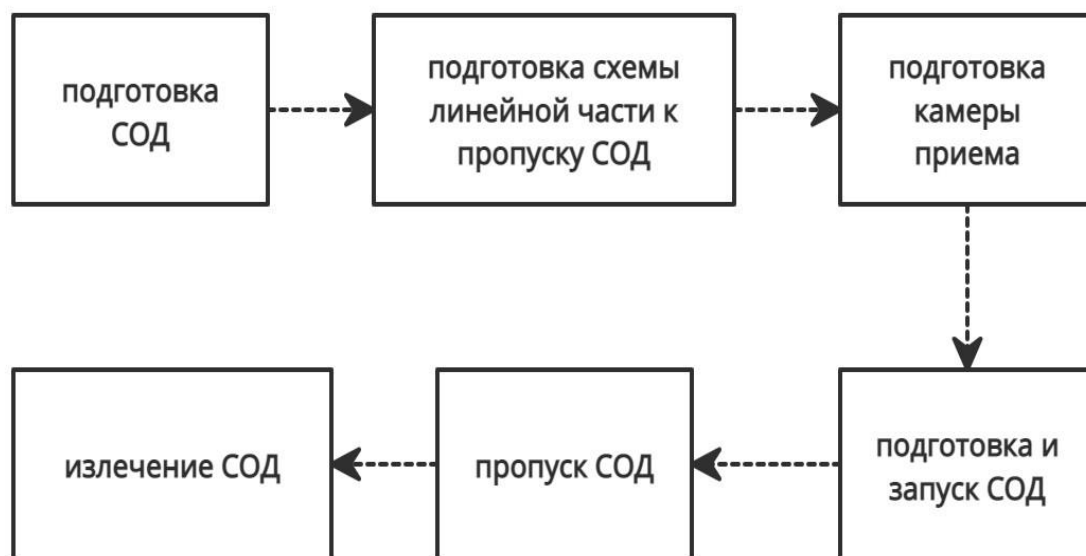


Рисунок 26 – Этапы технологии проведения работ во время механической очистки МН

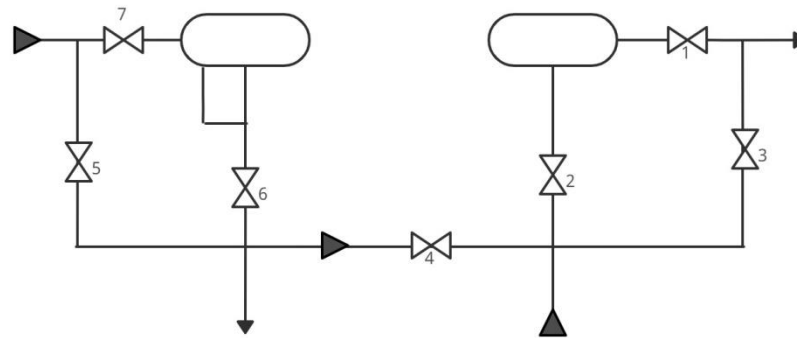


Рисунок 27 – Принципиальная схема узла приёма и запуска СОД

5.2 Предварительные мероприятия

Не позже чем за час до старта операций по запуску ОУ руководитель ЛЭС обязан позаботиться о том, чтобы отрезок нефтепровода был подготовлен к пропуску ОУ. Порядок действий указан на рисунке 28.

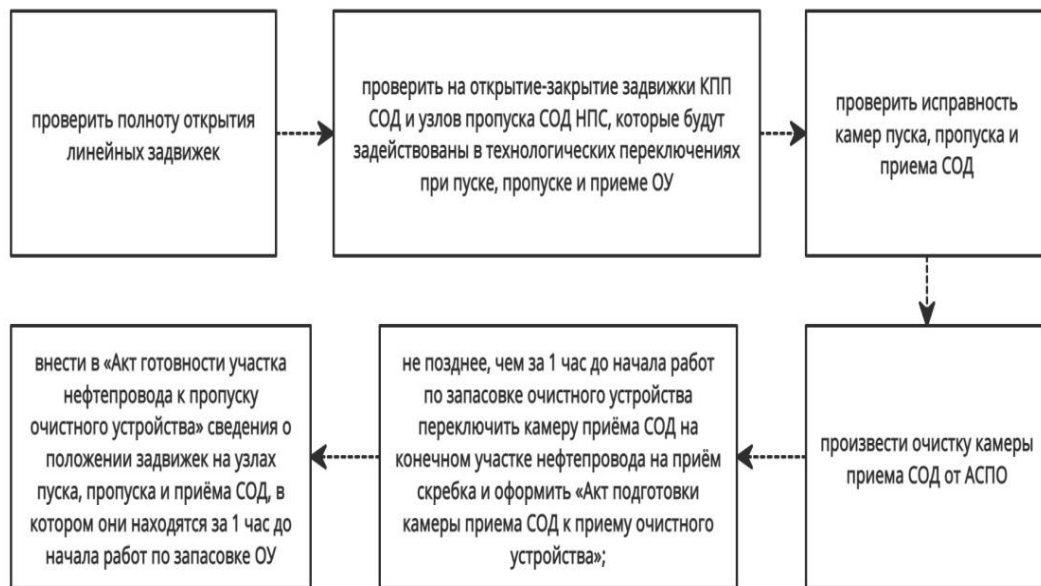


Рисунок 28 – Порядок действий при подготовительных работах

Сведения о результатах каждого из пунктов контроля заносятся руководителем ЛАЭС в определенные части «Акта готовности участка нефтепровода к пропуску очистного устройства»[13].

5.3 Запуск СОД в камеру пуска.

Для проведения запасовки снаряда в камеру приема нужно обязательно оформить наряд-допуск и провести мероприятия по подготовке.

Во время запасовки СОД следует:



Рисунок 29 – Действия при запуске СОД

После всех этих действий необходимо произвести сам запуск, он происходит в несколько этапов (рисунок 30):



Рисунок 30 – Этапы запуска СОД

5.4 Прием СОД в камере приема

Для того чтобы принять СОД в камере приема необходимо:



Рисунок 31 – Действия при приеме СОД

После всех этих действий необходимо извлечь СОД из камеры приема, для этого нужно выполнить ряд действий:

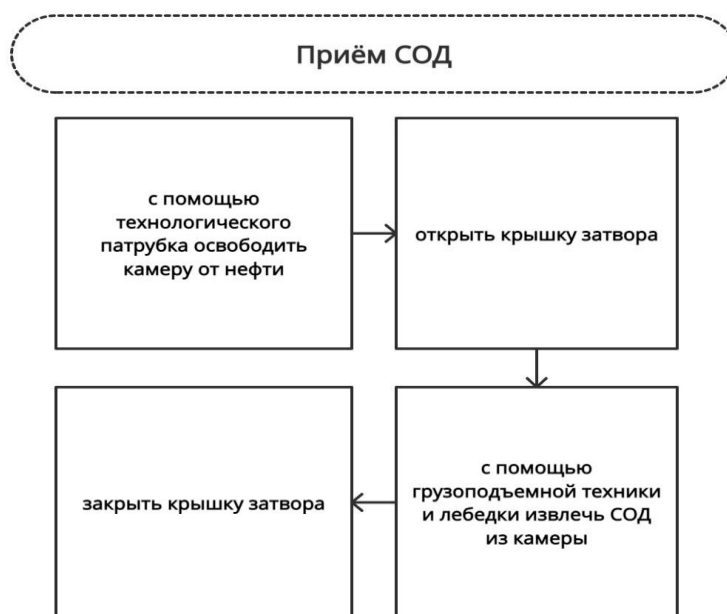


Рисунок 32 – Этапы приема СОД

5.5 Контроль пропуска СОД по МН

За передвижением СОД по МН производят контроль бригады сопровождения на пунктах контроля в соответствии с планом прохождения СОД, который разрабатывается, учитывая скоростные характеристики перемещения ОУ. Без контроля за прохождением СОД запрещено осуществлять их пропуск по МН.

На основании плана-графика работы нефтепровода и схем технологических процессов работы нефтепровода вычисляют время прохождения СОД по отрезку МН и время прохода контрольных точек. Время прохода СОД по контрольным точкам вносится в план-график прохождения СОД по отрезку МН.

План-график прохода СОД по отрезку магистрали, согласованный подразделениями и отделами служб, направляют ответственному диспетчеру (РДП, ТДП), диспетчеру РНУ и начальнику ЛАЭС не менее чем за сутки до старта очистных работ.

В каждой группе сопровождения должны быть предусмотрены устройства для осуществления контроля за прохождением и определением местоположения СОД в трубопроводе - низкочастотные и акустические локаторы. Численность команд по сопровождению устанавливается в зависимости от длины конкретно взятого участка МН:

Дистанция между контрольными точками не должна быть более 5 км. Контрольные пункты должны быть размещены над осью нефтепровода.

Бригады по сопровождению СОД передвигаются вдоль трассы МН. В случае наличия преград на пути (овраги, болота, реки и т.п.) в плане передвижения бригады должны быть маршруты с наличием объезда препятствий.

Основные показатели работы МН.

Есть три основных показателя, по которым определяют качество результатов очистки МН, которые указаны на рисунке 33.

					Обоснование выбора метода и технология восстановления пропускной способности участка	Лист 51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 33 – Показатели результатов очистки

Данные параметры определяются при режимах работы МН представленных на рисунке 34.

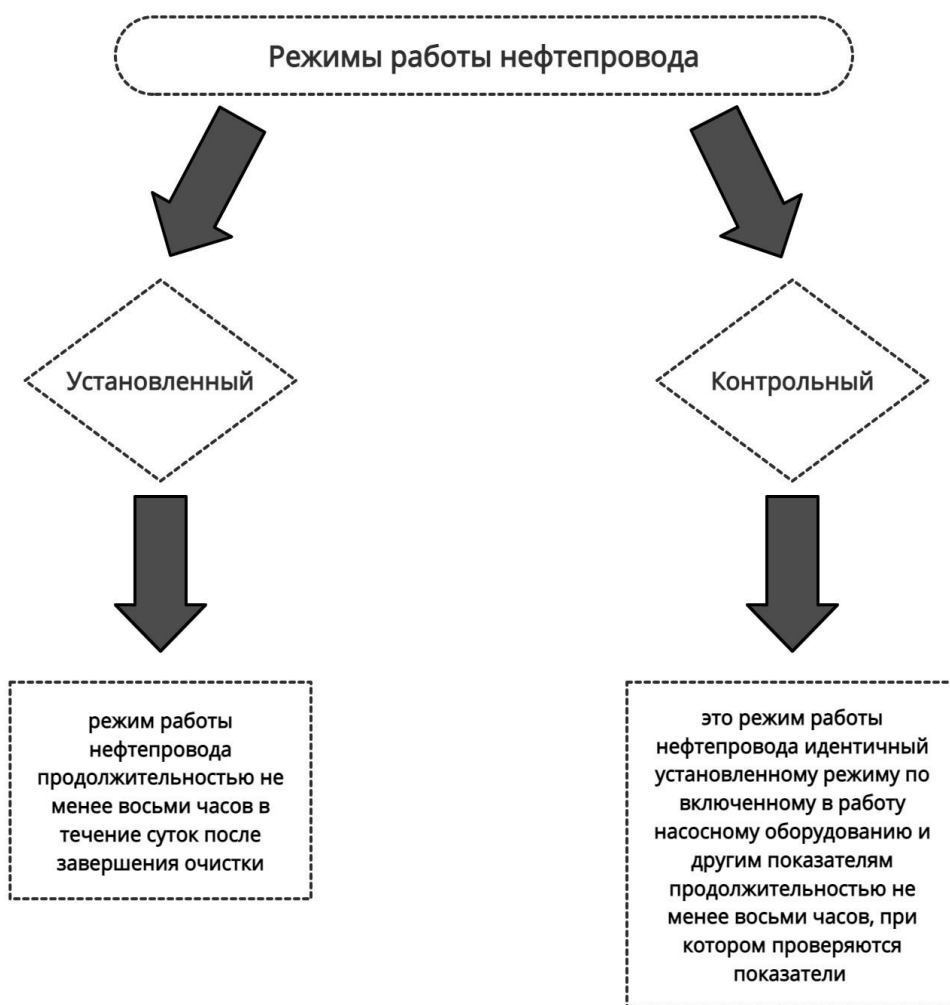


Рисунок 34 – Режимы работы МН

5.6 Порядок действий в случае застревания СОД

В случаях, когда СОД не пройдет пункт контроля в установленное планом время, ответственный руководитель команды сопровождения в течение 15 минут сообщает об этом руководителю работ и руководителям других групп сопровождения.

Если не получилось возобновить контроль за пропуском СОД в трубопроводе в период 4 часов после окончания контрольного времени, установленного в плане-графике перемещения бригад, СОД признается застрявшим и начальник работ сообщает об этом главному инженеру РНУ и организывает работы по определению местоположения СОД в трубопроводе.

Поиск места застревания СОД в МН производят бригады сопровождения с использованием акустических и низкочастотных локаторов в движении, обратном направлению перемещения СОД.

После установления места застревания СОД в МН производится его вырезка с участием представителей ОАО ЦТД «Диаскан».

5.7 Очистка скребка, утилизация отходов

Очистка от парафина и АСПО выполняется после изъятия скребка из камеры приема и проводится через сутки после изъятия.

Очистка ОУ выполняется с использованием пара под давлением или иными методами. Необходимо уделять повышенное внимание чистке внутренних деталей корпуса, для предотвращения закупорки отверстий байпаса парафиновыми налетами.

При внешнем контроле не допустимо присутствие механических повреждений корпуса, деталей прохода, фланцев и бамперов, оказывающих влияние на рабочие показатели ОУ. Особое внимание следует обратить на качество сварных швов, наличие трещин в сварных швах не допустимо.

Утилизация остатков.

					Обоснование выбора метода и технология восстановления пропускной способности участка	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Во время выполнении работ необходимо предусмотреть мероприятия по защите окружающей среды в соответствии с предписаниями природоохранного законодательства и действующих нормативных документов.

Шлам очистки трубопровода является основным специфическим отходом эксплуатации объектов нефтепровода, является пожароопасным и относится к 3 классу опасности по ФККО –5460150104033 [14].

Не следует допускать проникновения шлама очистки нефтепроводов в грунт, в поверхностные и грунтовые воды.

Для исключения попадания шлама очистки трубопровода в окружающую среду площадка узла СОД должна быть оборудована в соответствии с РД-16.01-60.30.00-КТН-001-1-05 [15].

На приёмных узлах необходимо предусмотреть наличие стационарных металлических поддонов для сборки шлама очистки трубопровода в течение периода проведения работ по извлечению СОД из камеры приёма.

5.8 Контроль качества

За контроль качества при пропуске СОД следит диспетчер РДП и бригада сопровождения.

За скоростью перемещения СОД и его ориентировочным местонахождением ведется наблюдение по времени прохода через контрольные точки. Сведения о прохождении СОД фиксируются в "Журнале контроля движения уборочного и диагностического оборудования".

В том случае, если скорость передвижения СОД снизилась ниже рекомендованной или наступила ее полная остановка, то диспетчер РДП в течение 5 минут после получения данных докладывает о них диспетчеру ТДП и далее он действует по его инструкциям.

					Обоснование выбора метода и технология восстановления пропускной способности участка	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Основные задачи бригады сопровождения, которая оснащена низкочастотным и акустическим локаторами при пропуске СОД указаны на рисунке 35.

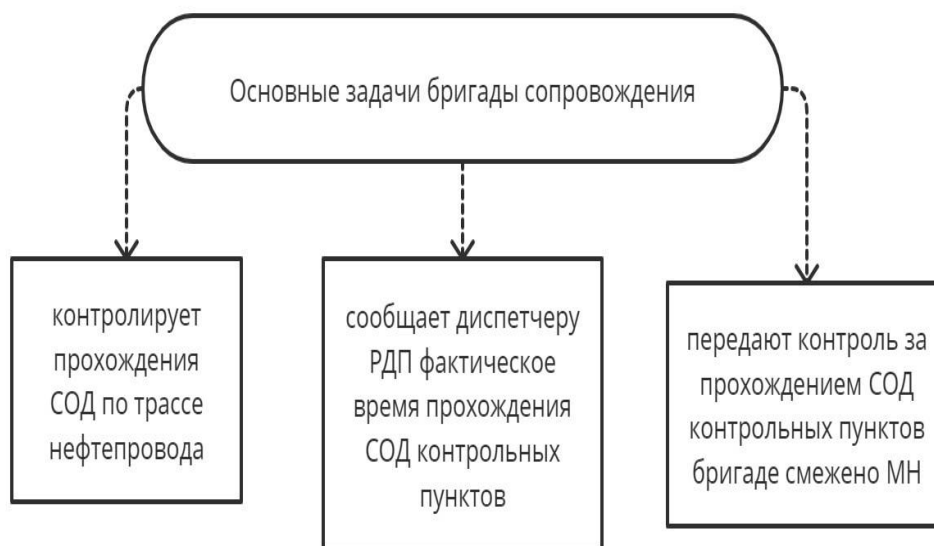


Рисунок 35 – Основные задачи бригады сопровождения

5.9 Отчетность и оформление документации по очистке нефтепровода.

После выполнения всех операций, описанных выше, приходит время отчитываться о выполненной работе и оформлять документацию по очистке МН.

Порядок оформления документации при проведении очистки показан на рисунке 36.

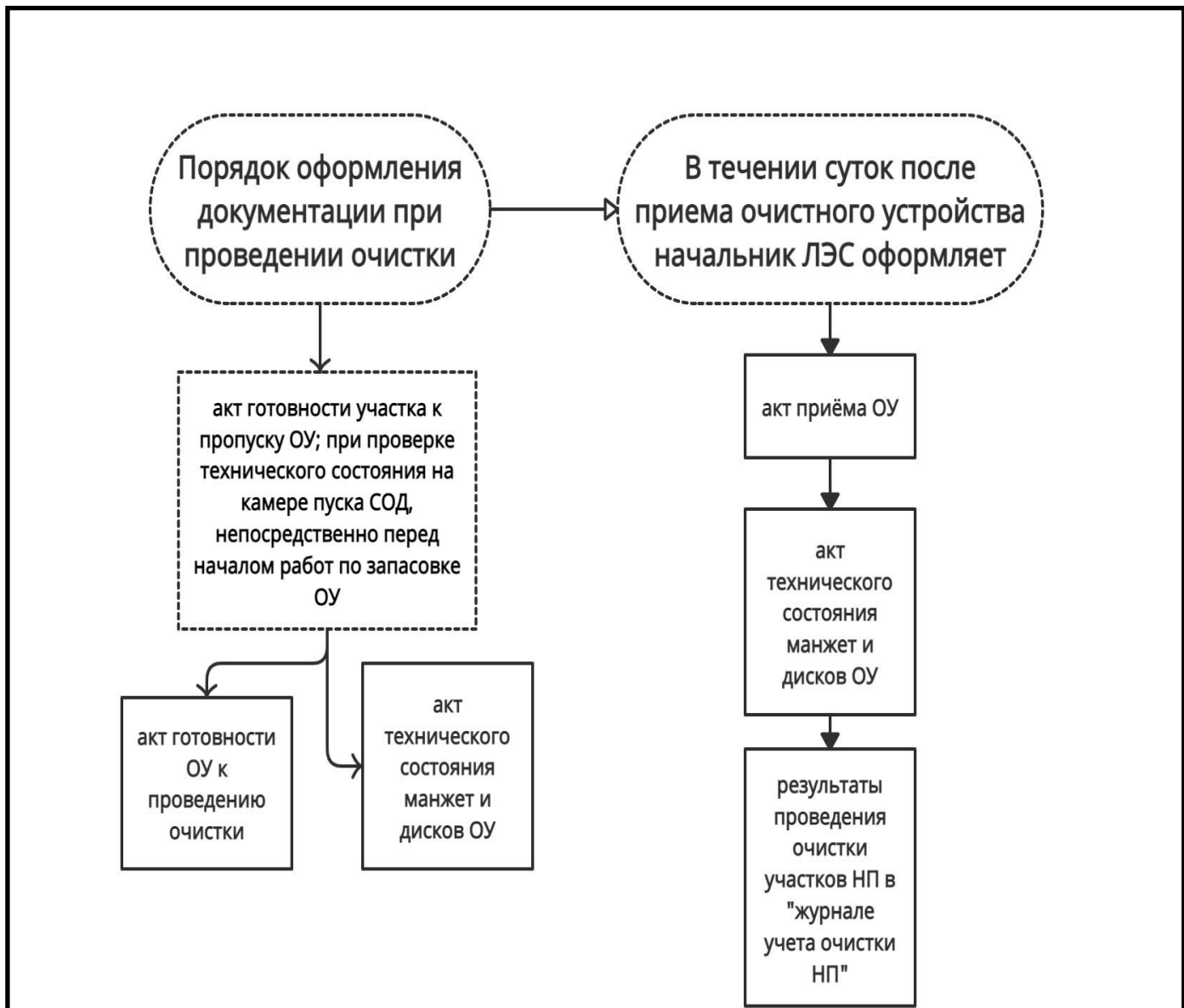


Рисунок 36 - Порядок оформления документации при проведении очистки

6. Технологические расчёты КПП Сод

Характеристики стали взяты согласно ГОСТ 5520-79 «Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия» [16].

Коэффициент надежности и условий работы трубопровода взяты согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [17].

Ниже на рисунке 37 представлена камера приёма-пуска СОД.



Рисунок 37 – Камера приёма-пуска СОД

					Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пилипенко С. А.			Технологические расчеты КПП СОД	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 2Б7А		

Таблица 7 - Исходные данные для расчетов камеры приема и запуска средств очистки и диагностики

Наименование показателя	Условное обозначение, единица измерения	Значение показателя
Расчетное давление	P , МПа	■
Номинальный диаметр КПП СОД	D_n , мм	■
Номинальный диаметр технологических патрубков	D_n расщ, мм	■
Номинальный диаметр патрубков дренажных трубопроводов	D_n п, мм	■
Номинальный диаметр патрубка газовоздушной линии	D_n гв, мм	■
Номинальный диаметр днища камеры	D_n д, мм	■
Марка стали		■
Предел текучести	δ_T , Н/мм ²	■
Временное сопротивление	δ_B , Н/мм ²	■
Коэффициент условий работы трубопровода	m	■
Коэффициент надежности по материалу	k_1	■
	k_2	■
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	k_H	■
Коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению	n	■

6.1 Расчет сопротивлений растяжению и сжатию

Расчетные сопротивления растяжению и сжатию определяются по формулам (3) и (4) соответственно:

$$R_1 = R_1^H \times \frac{m}{k_1 \times k_n} \quad (6.1)$$

$$R_2 = R_2^H \times \frac{m}{k_2 \times k_n} \quad (6.2)$$

где R_1, R_2 – расчетные сопротивления металла растяжению и сжатию соответственно, МПа;

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу прочности, МПа;

R_2^H – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу текучести, МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу;

k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Расчетное сопротивление растяжению по формуле (3)

$$R_1 = R_1^H \times \frac{m}{k_1 \times k_n} = \blacksquare \times \frac{\blacksquare}{\blacksquare \times \blacksquare} = \blacksquare \text{ МПа.}$$

Расчетное сопротивление сжатию по формуле (4)

$$R_2 = R_2^H \times \frac{m}{k_2 \times k_n} = \blacksquare \times \frac{\blacksquare}{\blacksquare \times \blacksquare} = \blacksquare \text{ МПа.}$$

6.2 Расчет толщины стенки камеры

Определим расчетную толщину обечайки по формуле:

$$\delta = \frac{n \times p \times D_H}{2(R_1 + n \times p)}, \quad (6.3)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению;

P – рабочее давление в трубопроводе;

D_H – наружный диаметр труб, мм;

R_1 – расчетное сопротивление при растяжении, МПа;

Расчетная толщина обечайки по формуле (5)

$$\delta = \frac{n \times p \times D_H}{2(R_1 + n \times p)} = \frac{\blacksquare \times \blacksquare \times \blacksquare}{\blacksquare \times (\blacksquare + \blacksquare \times \blacksquare)} = \blacksquare \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta = \blacksquare$ мм. Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta = \blacksquare$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле:

$$p_H = \frac{2 \times \delta \times 0,95 \times R_2^H}{D_H - 2 \times \delta} \geq p, \quad (6.4)$$

где δ – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3);

R_1^H – используется значение, которое использовалось в формуле (6.2);

D_H – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3);

P – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3).

Величина нормативного давления по формуле (6.4) цифры

$$p_H = \frac{2 \times \delta \times 0,95 \times R_2^H}{D_H - 2 \times \delta} = \frac{2 \times \blacksquare \times 0,95 \times \blacksquare}{\blacksquare - 2 \times \blacksquare} = \blacksquare \text{ МПа,}$$

\blacksquare - условие выполняется.

6.3 Расчет толщины стенки расширенной части камеры

Определим расчетную толщину стенки расширенной части камеры по формуле (6.5):

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{n \times p \times D_{H \text{ расш}}}{2(R_1 + n \times p)}, \quad (6.5)$$

где n – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3);

P – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3);

$D_{H \text{ расш}}$ – номинальный диаметр расширенной части камеры, мм;

R_1 – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3).

					Технологические расчеты КПП СОД	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Расчетная толщина стенки расширенной части камеры по формуле (6.5):

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{n \times p \times D_{\text{Н расш}}}{2(R_1 + n \times p)} = \frac{\blacksquare \times \blacksquare \times \blacksquare}{2 \times (\blacksquare + \blacksquare \times \blacksquare)} = \blacksquare \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_{\text{расш}} = \blacksquare$ мм. Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta_{\text{расш}} = \blacksquare$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле (6.6):

$$p_{\text{Н расш}} = \frac{2 \times \delta_{\text{расш}} \times 0,95 \times R_2^H}{D_{\text{Н расш}} - 2 \times \delta} \geq p, \quad (6.6)$$

где $\delta_{\text{расш}}$ – используется значение, которое использовалось в формуле (6.5);

R_2^H – используется значение, которое использовалось в формуле (6.2);

$D_{\text{Н расш}}$ – используется значение, которое использовалось в формуле (6.5);

p – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3).

Величина нормативного давления по формуле (6.6)

$$p_{\text{Н расш}} = \frac{2 \times \delta_{\text{расш}} \times 0,95 \times R_2^H}{D_{\text{Н расш}} - 2 \times \delta} = \frac{2 \times \blacksquare \times 0,95 \times \blacksquare}{\blacksquare - 2 \times \blacksquare} = \blacksquare \text{ МПа,}$$

\blacksquare - условие выполняется.

6.4 Расчет толщины стенки технологических патрубков

Определим расчетную толщину стенки технологических патрубков по формуле (6.7):

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{n \times p \times D_{\text{Н п}}}{2(R_1 + n \times p)}, \quad (6.7)$$

где n – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3);

p – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3);

$D_{\text{Н п}}$ – номинальный диаметр стенки технологических патрубков, мм;

R_1 – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3).

					Технологические расчеты КПП СОД	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Расчетная толщина стенки технологических патрубков по формуле (6.7)

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{n \times p \times D_{\text{Нп}}}{2(R_1 + n \times p)} = \frac{\blacksquare \times \blacksquare \times \blacksquare}{2 \times (\blacksquare + \blacksquare \times \blacksquare)} = \blacksquare \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_{\text{п}} = \blacksquare$ мм. Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta_{\text{п}} = \blacksquare$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле (6.8):

$$p_{\text{Нп}} = \frac{2 \times \delta_{\text{п}} \times 0,95 \times R_2^{\text{H}}}{D_{\text{Нп}} - 2 \times \delta} \quad (6.8)$$

где $\delta_{\text{п}}$ – используется значение, которое использовалось в формуле (6.8);
 R_2^{H} – используется значение, которое использовалось в формуле (6.2);
 $D_{\text{Нп}}$ – используется значение, которое использовалось в формуле (6.8);
 P – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3).

Величина нормативного давления по формуле (6.8)

$$p_{\text{Нп}} = \frac{2 \times \delta_{\text{п}} \times 0,95 \times R_2^{\text{H}}}{D_{\text{Нп}} - 2 \times \delta} = \frac{2 \times \blacksquare \times 0,95 \times \blacksquare}{\blacksquare - 2 \times \blacksquare} = \blacksquare \text{ МПа,}$$

\blacksquare - условие выполняется.

6.5 Расчет толщины стенки патрубков газовоздушной линии

Определим расчетную толщину стенки патрубков газовоздушной линии по формуле (6.9):

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{n \times p \times D_{\text{НГВ}}}{2(R_1 + n \times p)} \quad (6.9)$$

где n – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3);
 P – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3);
 $D_{\text{НГВ}}$ – номинальный диаметр стенки патрубков газовоздушной линии, м;

R_1 – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3).

Расчетная толщина стенки патрубков газовой линии по формуле (6.9)

$$\delta_{расч} = \frac{n \times p \times D_{H_{ГВ}}}{2(R_1 + n \times p)} = \frac{\blacksquare \times \blacksquare \times \blacksquare}{2 \times (\blacksquare + \blacksquare \times \blacksquare)} = \blacksquare \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_{ГВ} = \blacksquare$ мм. Согласно РД 75.180.00-КТН-057 – 12 «Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов», минимальная расчетная толщина стенки трубы номинальным диаметром $D_H = \blacksquare$ мм, изготовленной из стали 09Г2С, при $p = \blacksquare$ МПа для I категории трубопроводов составляет $\delta_{min} = \blacksquare$ мм [4].

Так как расчетное значение толщины стенки получилось меньше минимально допустимого, принимаем $\delta_{ГВ} = \blacksquare$ мм. Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле (6.10):

$$p_{H_{п}} = \frac{2 \times \delta_{ГВ} \times 0,95 \times R_2^H}{D_{H_{ГВ}} - 2 \times \delta} \geq p \quad (6.10)$$

где $\delta_{ГВ}$ – используется значение, которое использовалось в формуле (6.10);

R_2^H – используется значение, которое использовалось в формуле (6.2);

$D_{H_{ГВ}}$ – используется значение, которое использовалось в формуле (6.10);

p – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3).

Величина нормативного давления по формуле (6.10)

$$p_{H_{п}} = \frac{2 \times \delta_{ГВ} \times 0,95 \times R_2^H}{D_{H_{ГВ}} - 2 \times \delta} = \frac{2 \times \blacksquare \times \blacksquare \times \blacksquare}{\blacksquare - 2 \times \blacksquare} = \blacksquare \text{ МПа,}$$

\blacksquare - условие выполняется.

6.6 Расчет толщины стенки днища камеры

Определим расчетную толщину стенки днища камеры по формуле (6.11):

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{n \times p \times D_{\text{НГВ}}}{2(R_1 + n \times p)}, \quad (6.11)$$

где n – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3);

P – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3);

$D_{\text{НГВ}}$ – номинальный диаметр стенки днища камеры, мм;

R_1 – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3).

Расчетная толщина стенки днища камеры по формуле (6.11)

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{n \times p \times D_{\text{НГВ}}}{2(R_1 + n \times p)} = \frac{\blacksquare \times \blacksquare \times \blacksquare}{2 \times (\blacksquare + \blacksquare \times \blacksquare)} = \blacksquare \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_{\text{расш}} = \blacksquare$ мм. Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta_{\text{расш}} = \blacksquare$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле (6.12):

$$p_{\text{Н д}} = \frac{2 \times \delta_{\text{д}} \times 0,95 \times R_2^{\text{H}}}{D_{\text{Н д}} - 2 \times \delta} \geq p, \quad (6.12)$$

где $\delta_{\text{д}}$ – используется значение, которое использовалось в формуле (6.12);

R_2^{H} – используется значение, которое использовалось в формуле (6.2);

$D_{\text{Н д}}$ – используется значение, которое использовалось в формуле (6.12);

P – используется значение, которое использовалось в формуле (6.3).

Величина нормативного давления по формуле (6.12)

$$p_{\text{Н д}} = \frac{2 \times \delta_{\text{д}} \times 0,95 \times R_2^{\text{H}}}{D_{\text{Н д}} - 2 \times \delta} = \frac{2 \times \blacksquare \times 0,95 \times \blacksquare}{\blacksquare - 2 \times \blacksquare} = \blacksquare \text{ МПа,}$$

\blacksquare - условие выполняется.

7. Расчёт эффективного диаметра трубопровода и удельных энергозатрат

Определение пропускной способности. По диспетчерским данным показаний СИКН определяется пропускная способность Q (м³ /сек).

Определение эффективного диаметра. Эффективный диаметр рассчитывается по фактическим параметрам перекачки нефтепровода по формуле (15):

$$D_{эф} = \left(\frac{\beta \times Q^{2-m} \times v^m \times L}{H - h \pm \Delta Z} \right)^{\frac{1}{5-m}}, \quad (15)$$

где L - длина участка нефтепровода, м;

Q - пропускная способность, м³ /сек;

v - коэффициент кинематической вязкости нефти, м² /сек;

H - напор в начале участка, м;

h - напор в конце участка, м;

ΔZ - разность геодезических отметок конца и начала участка нефтепровода, м;

β, m - коэффициенты Лейбензона, зависящие от режима течения и определяются по рисунку 38: [18]

Режим течения	m	A_1	β
Ламинарный	1	64	4,15
Турбулентный:			
зона Блаузиуса	0,25	0,3164	0,0246
зона смешанного трения	0,123	$10^{0,127Lg(e)-0,627}$	0,0802 A_1
зона квадратичного трения	0	λ	0,0827 λ

Рисунок 38 - Режимы течения

					Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчёт эффективного диаметра трубопровода и удельных энергозатрат		
Разраб.		Пилипенко С. А.					
Руковод.		Чухарева Н.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Лит.	Лист	Листов
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Определение удельных энергозатрат. Удельные энергозатраты $W_{уд}$ определяем по формуле (16), (кВт ч/тыс.т км):

$$W_{уд} = \left(\frac{W_{потр}}{G} \right) \div 1000, \quad (16)$$

где $W_{потр}$ - объем потребленной электроэнергии НПС магистрального нефтепровода (кВт ч);

G – грузооборот магистрального нефтепровода (т км).

7.1 Расчет отклонений параметров режимов по результатам контроля

Отклонение пропускной способности нефтепровода ΔQ при режиме определяется по формуле (17):

$$\Delta Q = \frac{Q_y - Q_k}{Q_y} \times 100\%, \quad (17)$$

где Q_y - пропускная способность МН при установленном режиме работы МН (тыс.т/сут);

Q_k - пропускная способность МН при контрольном режиме (тыс.т/сут);

ΔQ - относительное изменение пропускной способности.

Отклонение значения эффективного диаметра $\Delta D_{эф}$, определяется по формуле (18):

$$\Delta D_{эф} = \frac{D_y - D_k}{D_y} \times 100\%, \quad (18)$$

где D_y - эффективный диаметр, рассчитанный в период работы нефтепровода на установленном режиме;

D_k - эффективный диаметр нефтепровода, рассчитанный в период работы нефтепровода на контрольном режиме;

$\Delta D_{эф}$ - относительное изменение эффективного диаметра по режиму.

Отклонение удельных энергозатрат на режиме - $\Delta W_{уд}$ определяются на основании диспетчерских данных по формуле (19):

$$\Delta W_{уд} = \frac{W_k - W_y}{W_x} \times 100\%, \quad (19)$$

					Расчёт эффективного диаметра и удельных энергозатрат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

где W_k - удельные энергозатраты определенные в период контрольного режима (кВт ч/тыс.ткм);

W_y - удельные энергозатраты в период работы нефтепровода на установленном режиме (кВтч/тыс.ткм).

Рассчитаем эффективный диаметр $D_{эф}$ по исходным данным, указанным на рисунке 39:

L, км	Q, м3/сек	v, м2/сек	H/h, м	G, млн т/год	ΔZ , м	β	m
■	■	■	■	■	■	■	■

Рисунок 39 – Исходные данные для расчёта

Таблица 8 – Полученные данные

Полученные данные	
$D_{эф}$	■

Т.к. допустимое уменьшение, согласно регламенту не должно быть более, чем на ■ % (то есть, эффективный диаметр должен быть не меньше ■ мм), то очистка не требуется.

7.2 Определение удельных энергозатрат

Исходные данные указаны на рисунке 39.

G, т/ч	$W_{п}$, кВт×ч	W_y , кВт×ч
■	■	■

Рисунок 39 – Исходные данные для расчёта

Таблица 9 – Полученные данные по формулам 16 и 19

Полученные данные	
$W_{уд}$	■ кВт ч/тыс т км
$\Delta W_{уд}$	■ %

Т.к. допустимое увеличение, согласно регламенту не должно превышать ■ %, то очистка не требуется [19].

8. Социальная ответственность

В России 90% добываемой нефти и около 25% производимых в стране нефтепродуктов транспортирует компания «Транснефть», протяженность действующих магистральных трубопроводов которой составляет более 72 тыс. километров. Во всей системе «Транснефти» почти 500 нефтеперекачивающих станций, а в резервуарах могут храниться более 23 млн кубометров.

В данном разделе рассматриваются мероприятия по безопасной эксплуатации оборудования и деятельность инженера с точки зрения безопасности жизнедеятельности в соответствии с трудовым законодательством.

В ходе выпускной квалификационной был смоделирован участок магистрального нефтепровода с заданными параметрами. Объектом исследования и местом проведения работ является магистральный нефтепровод.

Целью выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы является выявление и анализ опасностей в рабочей зоне.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При выполнении комплекса работ по прокладке нефтепровода необходимо использовать современные средства техники безопасности и соблюдать правила охраны труда. Работающих необходимо обеспечить санитарно-гигиеническими и безопасными условиями труда с целью устранения производственного травматизма и профессиональных заболеваний. В зависимости от выполняемых работ рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и защитными средствами.

					Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пилипенко С. А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Для выполнения работ допускается только аттестованный персонал, имеющий удостоверения аттестации и допуск к данным видам работ. Обучение персонала производится в соответствии с централизованным графиком повышения квалификации и профессиональной переподготовкой руководителей и специалистов.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

Работы на нефтегазопромислах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для них предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. Приведу некоторые из них: увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Рабочее место и его оборудование, применяемое в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала. Взаимное расположение и компоновка рабочих мест должны обеспечивать безопасный доступ на рабочее место и возможность быстрой эвакуации в аварийной ситуации.

Организация и состояние рабочих мест, а также расстояния между рабочими местами должны обеспечивать безопасное передвижение работников и транспортных средств, удобные и безопасные действия с материалами, а также техническое обслуживание и ремонт производственного оборудования.

На рабочих местах безопасность оборудования и производственных процессов должна обеспечиваться в соответствии с требованиями

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

эксплуатационно-технической документации, а условия труда должны соответствовать государственным нормативным требованиям охраны труда.

8.2 Производственная безопасность

Выполнение технологических операций не должно причинять вреда работнику предприятия. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены или уменьшены масштабы их воздействия. Для оценки этих факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. В таблице 8 приведены опасные и вредные факторы, связанные с запроектированными видами работ.

Таблица 8 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Погрузочно-разгрузочные работы	Сварочно-монтажные работы	Работы по использованию ПТП	
Опасные производственные факторы				
Факторы, связанные с электрическим током	-	+	-	ГОСТ 12.1.045-84; ГОСТ Р 12.1.019-2009
Взрыво-пожароопасность	-	+	-	ГОСТ 12.1.004-91; ГОСТ 12.1.010-76

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	+	-	ГОСТ 12.4.125-83; ГОСТ 12.2.062-81
Вредные производственные факторы				
Повышенный уровень шума и локальной вибрации	+	+	-	ГОСТ 12.1.003-2014; ГОСТ 24346-80
Недостаток искусственного освещения рабочей зоны	+	+	-	ВСН 34-82; СанПиН 1.2.3685-21
Токсическое воздействие на организм человека химических веществ	-	-	+	ГН 2.2.5.686-98
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96
Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными	+	-	-	СанПиН 3.2.3215-14

8.3 Анализ вредных производственных шумов

8.3.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Длительное воздействие шумов отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха. В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 2014 допустимый уровень шума составляет 80 дБА.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления свыше 135 дБА.

Шум может создаваться работающим оборудованием: машинами (ЗИЛ, КАМАЗ), бульдозерами и трубоукладчиками, полевыми машинами для изоляции трубопровода.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся: использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки, заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину.

8.3.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для электрического освещения строительной площадки и участков используется рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное освещение. В соответствии с ГЭСН 81-02-01-2001 Часть 1 Государственные элементные сметные нормы на строительные и специальные строительные работы при наступлении темноты участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним должны быть освещены:

- не менее 10 люкс при выполнении земляных работ;
- не менее 100 люкс на рабочем месте при выполнении монтажных и изоляционных работ;
- не менее 2 люкс на проездах в пределах рабочей площадки;
- не менее 5 люкс в проходах к месту производства работ.

Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. При выполнении газоопасных работ для освещения рабочих мест должны использоваться светильники во взрывозащищенном исполнении.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

При недостаточной освещенности и напряженной зрительной работе происходит повышенная утомляемость, возникновение головных болей и ухудшение зрения.

Передвижные инвентарные осветительные установки должны размещаться на строительной площадке в местах производства работ и в зоне транспортных путей. Строительные машины должны быть оборудованы осветительными установками наружного освещения.

8.3.3 Токсическое воздействие на организм человека химических веществ

Одним из способов увеличения пропускной способности нефтепровода является использование противотурбулентных присадок. Противотурбулентные присадки при попадании на кожные покровы и слизистые оболочки вызывают раздражение и имеют мутагенное действие. По параметрам острой токсичности относятся к умеренно опасным веществам. Пары в концентрациях, превышающих ПДК для воздуха рабочей зоны, оказывают воздействие на ЦНС, почки и печень, на слизистые оболочки глаз и органов дыхания.

Защита дыхательных органов осуществляется с помощью разнообразных противогазов и респираторов. Органы зрения защищаются путем использования предохранительных очков. Также объект должен иметь на балансе приборы для замера вредных веществ (газоанализаторы, лазерная техника).

8.3.4 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Микроклимат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Высокая температура способствует ускоренному утомлению работника, может стать причиной перегрева, теплового удара. Низкая температура может также негативно влиять на организм человека, она может вызвать охлаждение организма, простудное заболевание или даже обморожение. Подвижность воздуха увеличивает теплоотдачу организма. Она имеет положительное значение при высоких температурах, а при низких – отрицательное. Низкая влажность может стать причиной пересыхания слизистых оболочек дыхательных путей.

При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

8.3.5 Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными

Работа на открытой местности, а тем более в заболоченных районах лесотундры связана с постоянным воздействием со стороны кровососущих насекомых-вредителей, которые могут переносить различные болезни, передаваемые при контакте с кожей или кровеносной системой человека. Согласно СанПиН 3.2.3215-14 на предприятиях должно осуществляться непрерывное наблюдение за паразитарными болезнями, должен проводиться надзор за эпидемическим процессом, а также должны разрабатываться и корректироваться профилактические мероприятия с целью их предотвращения.

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща. Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита. Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Во избежание этого негативного фактора работники должны правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты, использовать при работе репелленты.

8.4 Анализ опасных производственных факторов

8.4.1 Электрический ток

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением.

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода от сварочного аппарата или электродвигателя. В электрической цепи значение параметра напряжения должно удовлетворять ГОСТ 12.1.019 – 2009 и быть не более 50 мА.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

8.4.2 Пожароопасность и взрывоопасность

Источниками возникновения пожара при сооружении магистрального нефтепровода могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения, возможен летальный исход.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей.

В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара. Отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающих газов в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах.

8.4.3 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При сооружении магистрального трубопровода движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов, которые могут привести к потере трудоспособности. Основными грузоподъемными машинами при сооружении являются экскаваторы, краны, трубоукладчики. Скорость

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

движения транспортных средств вблизи мест производства работ не должна превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование.

Согласно ГОСТ 12.4.011-89 к коллективным средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства: оградительные; автоматического контроля и сигнализации; предохранительные; дистанционного управления; тормозные; знаки безопасности.

8.5 Экологическая безопасность

Практически все технологические процессы строительства и эксплуатации проектируемого магистрального нефтепровода в той или иной степени оказывают техногенное воздействие как на отдельные компоненты окружающей природной среды (атмосферный воздух, акватории водоемов и грунтовых вод, растительный покров), так и на целую группу природных компонентов одновременно.

Защита атмосферы. Наибольшее воздействие на атмосферу при строительстве нефтепровода представляют различные машины, используемые при строительстве. Второстепенное воздействие оказывают сварочные работы, работы по резке металла. При работе различных частей машин и механизмов выделяются: оксид углерода, оксид азота, диоксид серы, керосин, углерод. При сварочных работах выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: оксид железа, марганец и его соединения, пыль неорганическая, фтористые газообразные соединения, оксид азота (IV), оксид углерода. Для защиты нефтепровода от коррозии используются импортные покрывные материалы. Чаще всего покрытие осуществляется методом распыления, что подвергает опасность выделения аэрозоля краски.

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

В настоящее время для контроля над наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения.

Для снижения уровня загрязнения необходимо:

- разработка и внедрение очистных фильтров на предприятиях;
- использование экологически безопасных источников энергии;
- использование безотходной технологии производства;
- борьба с выхлопными газами автомобилей.

Защита гидросферы. В процессе строительства нефтепровода появляется большое количество отходов производства. Утилизация таких отходов должна быть осуществлена только в специально предназначенные для этого места, не допускается сброс отходов в водные источники во избежание загрязнений водного ресурса. Для того чтобы воздействие при строительстве нефтепровода было минимальным, необходимо проводить следующие мероприятия:

- все горюче-смазочные материалы должны быть слиты в отведенные для этого места;
- промышленные и бытовые отходы должны быть утилизированы в отведенные для этого места;
- вывоз отходов строительства должен быть санкционированным и своевременным.

Защита литосферы. Строительное производство потребляет большое количество различного природного сырья: гравия, песка, щебня. Также при непосредственном строительстве нефтепровода происходит серьезное нарушение ландшафта: расчистка земель, далее снятие плодородного слоя почвы и выполнение земляных работ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Земляные работы при строительстве трубопроводов меняют морфологию участков земной поверхности, на длительное время исключают из хозяйственного оборота территории, уничтожают растительность, способствуют эрозии, загрязняют окружающую среду.

Наиболее эффективным методом сохранения земельных ресурсов при строительстве нефтепроводов является рациональное использование ресурса. Этого можно добиться при соблюдении всех норм и правил, предусмотренных нормативными документами. Необходим рациональный подход к разработке планов и расчету, используемому по применению земель, а также его строгое соблюдение.

Основными методами сохранения земельных ресурсов являются:

- исправление ландшафта, измененного во время работ;
- создание гидротехнических сооружений;
- обработка почвы путем внесения удобрений.

Если происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83.

8.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например, паводковые наводнения, лесные пожары, террористические акты, по причинам техногенного характера (аварии).

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

Наиболее распространенными ЧС на магистральных нефтепроводах являются пожары, взрывы, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.

Рассмотрим ЧС, возникшую вследствие аварийного разлива нефти и нефтепродуктов, так как это один из наиболее чаще встречающихся видов ЧС. Основными причинами аварийного разлива нефти могут служить разрывы и проколы трубопровода, образовавшиеся вследствие несанкционированных врезок, превышение давления нефти в трубопроводе над допустимым, а также разрушение металла трубы под действием коррозии. Для предотвращения возникновения ЧС необходимо осуществлять периодический контроль над состоянием нефтепровода путем проведения технического обслуживания, а также проводить диагностирование коррозионного состояния труб и сварных стыков и проверку целостности изоляционного покрытия.

В случае обнаружения разлива нефти работник обязан сообщить диспетчеру районного нефтепроводного управления (РНУ) точное место аварии; обстановку на местности; характер разлива нефти; наличие вблизи населенных пунктов, водоемов, шоссейных дорог; состояние подъездных дорог и проездов к месту аварии; погодные условия.

До приезда бригады линейно-эксплуатационной службы (ЛЭС) необходимо: оградить предупредительными знаками место выхода и разлива нефти, предупредить доступ посторонних лиц и транспортных средств в зону аварии, принять меры по предотвращению или сокращению растекания нефти путем создания земляных валиков с использованием каких-либо подручных средств.

Ликвидация аварийных разливов нефти осуществляется в следующей последовательности:

- В случае разливов нефти на грунте используют насыпи, перехватывающие траншеи, подпорные стенки, а также заграждения из сорбирующих материалов; при разливах нефти на водной поверхности

используют ограждения, диспергенты и сорбенты; разливы нефти в зимних условиях локализуются с помощью заграждений, дамб и снежных преград.

- Ликвидация разлива нефти осуществляется путем сбора разлитой нефти с помощью нефтесборных машин, судов-нефтесборщиков, ручным и механизированным способом, применением сорбентов. Для каждого случая разрабатывается план ликвидации аварийного разлива нефти, в котором указываются основные решения по организации работ.

Пожаром называется неконтролируемое горение. Опасные факторы пожара: высокая температура, выброс в воздух ядовитых продуктов горения, выгорание в зоне пожара кислорода, разрушение зданий и сооружений, разрушение технологического оборудования.

Взрывом является воспламенение газовой смеси, распространяющееся с огромной скоростью и сопровождающееся большим выбросом энергии.

До начала работ должны быть разработаны мероприятия по пожарной безопасности, которые вносятся в план производства работ. Мероприятия по предотвращению пожара:

- работы должны производиться с соблюдением правил пожарной безопасности;
- персонал должен быть обучен безопасным методам ведения ремонтных работ на объектах магистрального трубопровода и должен пройти внеочередной инструктаж по пожарной безопасности;
- проведение периодического контроля состояния воздушной среды в рабочей зоне;
- работники должны быть одеты в спецодежду, не накапливающую статическое электричество, и иметь средства индивидуальной защиты;
- электрооборудование должно находиться в исправном состоянии и быть заземлено;
- рабочее место должно быть оснащено первичными средствами пожаротушения.

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

Аварией на магистральном нефтепроводе считается внезапный вылив или истечение нефти (утечка) в результате полного разрушения или повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- смертельным травматизмом людей;
- воспламенением нефти или взрывом ее паров;
- загрязнением рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом на качество воды;
- утечками нефти объемом 10 м³ и более.

Категории чрезвычайных ситуаций зависят от объема и площади разлива нефтепродуктов:

- локального значения (разливы достигают 500 т от нижнего уровня разлива);
- регионального значения (разливы, которые находятся от 500 до 5000 т);
- федерального значения (свыше 5000 т).

Для предупреждения возникновения аварий на магистральных нефтепроводах и снижения их последствий, предприятиям необходимо проведение следующих мероприятий:

- строго следить за выполнением приказа Ростехнадзора от 22.01.2009 № 883 «О распределении полномочий по организации надзорной деятельности за объектами магистрального трубопроводного транспорта»;
- уделять особое внимание качеству построенных объектов;
- подбирать и использовать новые технологии и материалы для обеспечения бесперебойной работы и надежной эксплуатации оборудования;
- своевременно проводить профилактические и плановые работы по выявлению различных видов дефектов оборудования, их ремонт или замену;
- своевременно выполнять аварийно-ремонтные и восстановительные работы;

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

- соблюдать требования техники безопасности и охраны труда и проводить на регулярной основе обучение, тестирование и тренировки персонала по специальной программе обучения действиям по локализации и ликвидации аварий, а также способам защиты от поражающих факторов.

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

Выводы по разделу

В данном разделе проведены анализы возможных вредных и опасных факторов при транспортировке нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, вопросы по обеспечению экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

При выполнении работ по транспортировке углеводородов по трубопроводу основные параметры микроклимата и другие параметры должны находиться в допустимых пределах, указанных выше. Кроме того, перечисленные нормы и правила должны быть соблюдены с целью создания безопасной среды работы для работников и не нанесения вреда окружающей среде.

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

9. Финансовый Менеджмент, Ресурсоэффективность и Ресурсосбережение

Перекачка нефти по нефтепроводам характеризуется значительными затратами на использование электроэнергии, что влияет во многом на экономику компании. Неправильный выбор способа регулирования приводит к падению КПД насоса и росту потребляемой мощности, что, в свою очередь, приводит к значительным энергетическим и экономическим потерям.

Целью данного раздела ВКР является определение наиболее экономически эффективного метода регулирования режима перекачки.

9.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

9.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Объектом анализа является способ восстановления пропускной способности магистрального нефтепровода.

Для сравнения взяты два метода регулирования: применение механического и химических методов.

Механические методы очистки нефтепроводов от отложений базируются на использовании очистных устройств, таких как скребки, поршни-разделители, очистные поршни. Осуществление и подготовка технологических мероприятий по очистке механическим методом должны проводиться на основании учета характеристик трубопровода и установленной арматуры, а также требований к устройствам для их запуска и приема. Одним из основных факторов при выборе ОУ является диаметр трубопровода.

					Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пилипенко С. А.			Финансовый менеджмент, Ресурсоэффективность и Ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Химические методы построены на введение в транспортируемую среду химических соединений, уменьшающих и предотвращающих формирование АСПО. Химические соединения и химические реагенты, используются в качестве ингибиторов парафиноотложений.

Анализ конкурентных технических решений помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам. При проведении данного анализа необходимо оценить сильные и слабые стороны конкурентов.

Таблица 9.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _{хим}	Б _{мех}	К _{хим}	К _{мех}
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Сложность внедрения	0,05	5	3	0,25	0,15
2. Надежность	0,1	4	5	0,4	0,5
3. Коэффициент полезного действия	0,15	3	5	0,45	0,75
4. Диапазон регулирования	0,1	4	5	0,4	0,5
5. Надежность	0,1	4	5	0,4	0,5
6. Безопасность	0,1	4	5	0,4	0,5
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	0,2	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	3	0,25	0,15
3. Цена внедрения	0,	5	3	0,5	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	4	5	0,6	0,75
5. Послепродажное обслуживание	0,1	4	4	0,4	0,4
Итого	1	46	47	4,05	4,45

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

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \sum V_i B_i, \quad (9.1)$$

где V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 1.

В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из приборов.

Исходя из полученных результатов можно сделать вывод, что использование механического метода восстановления пропускной способности магистрального нефтепровода наиболее практически применимый метод в условиях производства на предприятиях. У конкурентов низкий КПД, меньший диапазон регулирования и они менее удобны.

9.1.2 SWOT - анализ

Таблица 9.2 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Усовершенствование алгоритмов управления. С2. Повышение энергоэффективности. С3. Повышение надежности МН. С4. Снижение количества вредных веществ, выделяющихся в атмосферу. С5. Совместимость с автоматизированными системами автоматического управления.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Большой первоначальный взнос реализации проекта Сл2. Использование импортного оборудования. Сл3. Относительно долгий срок окупаемости.</p>
<p>Возможности: В1. Сотрудничество с заинтересованными компаниями. В2. Возможность применение технологии на большем количестве объектов. В3. Набор новых кадров. В4. Возможность применения на действующих МН.</p>	<p>1. Использование научной базы ТПУ с целью повышения ресурсоэффективности проекта и увеличения экономической выгоды. 2. Расширение кадрового состава. 3. План импортозамещения.</p>	<p>1. Применение опыта работы зарубежных компаний-партнеров. 2. Повышение уровня сотрудничества с компаниями другого профиля. 3. Отбор высококвалифицированных специалистов.</p>

<p align="center">Угрозы</p> <p>У1.Возможность отказа заказчика от проекта из-за высокой стоимости. У2.Введение дополнительных требований к сертификации работ. У3.Появление новых технологий.</p>	<p>1.Повышение надежности используемого оборудования. 2.Постоянное отслеживание появления новых научных разработок по теме исследования 3.Недостаток финансирования, повлияет на качество.</p>	<p>1.Создание универсального алгоритма подбора технологического оборудования 2.Разработать более качественную продукцию с минимальными затратами. 3. Развитие исследования для возможности применения новых технических решений.</p>
---	--	--

Результаты анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта. Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

9.2 Планирование работ по восстановлению пропускной способности магистрального нефтепровода

9.2.1 Определение структуры выполнения работ

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

Таблица 9.3 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Лаборант
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер Лаборант
	3	Проведение теоретических исследований	Инженер Лаборант
	4	Выбор направления исследований	Инженер Лаборант
	5	Календарное планирование работ по теме	Лаборант

Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	7	Проведение нескольких экспериментов по подбору эффективного растворителя	Инженер
	8	Анализ по выбранным свойствам по методике	Инженер
	9	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер Лаборант
	10	Анализ в динамике по подбору растворителей при проведении экспериментов	Инженер
Обобщение и оценка результатов	11	Оценка эффективности полученных результатов	Лаборант
	12	Предоставление отчета о проделанной работе	Инженер
Проведение ОКР			
Разработка технической документации и проектирование	13	Сбор материалов и оформление социальной ответственности	Инженер
	14	Выбор и расчет конструкции	Инженер
	15	Расчет и оформление экономической части работы	Инженер
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	16	Составление пояснительной записки	Инженер
	17	Сдача работы на рецензию	Инженер
	18	Предзащита дипломной работы	Инженер
	19	Подготовка к защите дипломной работы	Инженер
	20	Защита дипломной работы	Инженер

Данная таблица дает информацию о структуре проделанных работ в рамках данного исследования.

9.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Основную часть стоимости исследования занимают трудовые затраты. Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер. Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости определяется по следующей формуле:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5}, \quad (9.2)$$

где $t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;
 $t_{min\ i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;
 $t_{max\ i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях T_p . Величина T_p учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями и определяется по следующему выражению:

$$T_{p\ i} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i}, \quad (9.3)$$

где $t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;
 $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Результаты расчета приведены в таблице 4.

9.2.3 Разработка графика проведения проекта

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются

протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (9.4)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (9.5)$$

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

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

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

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

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

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

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

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

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

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

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,47$$

$$T_{\text{к}} = T_{\text{р}} \cdot k_{\text{кал}} = 5,2 \cdot 1,47 = 7,64 \approx 8 \text{ дней}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 4.

Таблица 9.4 – Временные показатели проведения научного

исследования

№ ра- бо-ты	Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
		t_{min} чел- дни	t_{max} чел- дни	$t_{ож}$ Чел- дни			
1	Составления и утверждение технического задания	2	2	2	Л	2	3
2	Подбор и изучение материалов по теме	25	40	31	Л И	16	20
3	Проведение теоретических исследований	10	20	31	Л И	7	9
4	Выбор направления исследований	7	9	8	Л И	4	5
5	Календарное планирование работ по теме	2	4	3	Л	3	4
6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	15	20	23	И	23	28
7	Проведение нескольких экспериментов по подбору эффективного метода	10	11	10	И	10	13
8	Анализ по выбранным свойствам по методике	10	12	11	И	11	13
9	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	5	7	6	Л И	3	4
10	Анализ в динамике по	4	5	4	И	4	5

Финансовый менеджмент, Ресурсоэффективность и
Ресурсосбережение

Лист

92

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

	подбору метода при проведении экспериментов						
11	Оценка эффективности полученных результатов	7	9	8	Л	8	10
12	Предоставление отчета о проделанной работе	10	11	10	И	10	13
13	Сбор материалов и оформление социальной ответственности	5	7	6	И	6	8
14	Выбор и расчет конструкции	5	7	6	И	6	8
15	Расчет и оформление экономической части работы	5	6	6	И	6	8
16	Составление пояснительной записки	5	7	6	И	6	8
17	Сдача работы на рецензию	5	8	6	И	6	8
18	Предзащита дипломной работы	5	7	6	И	6	8
19	Подготовка к защите дипломной работы	5	7	6	И	6	8
20	Защита дипломной работы	1	1	1	И	1	1

Л – Лаборант, И – Инженер.

На основе таблицы был построен календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта на основе таблицы 4 с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 9.5 – Календарный план – график проведения НИОКР по

теме

№ ра- бо- ты	Вид работы	Испол- ните- ли	T_{ki} кал. дн.	Продолжительность выполнения работ															
				февраль		март			апрель			май			июнь				
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2			
1	Составления и утверждение технического задания	Л	3	■															
2	Подбор и изучение материалов по теме	Л И	20	■		■													
3	Проведение теоретических исследований	Л И	9			■													
4	Выбор направления исследований	Л И	5					■											
5	Календарное планирование работ по теме	Л	4			■			■										
6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	И	28			■			■										
7	Проведение нескольких экспериментов по подбору эффективного метода	И	13					■			■								
8	Анализ по выбранным свойствам по методике	И	13							■			■						
9	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Л И	4									■			■				
10	Анализ в динамике по подбору метода при проведении экспериментов	И	5										■			■			
11	Оценка эффективности полученных результатов	Л	10											■			■		
12	Предоставление отчета о проделанной работе	И	13													■			
13	Сбор материалов и оформление социальной ответственности	И	8														■		
14	Выбор и расчет конструкции	И	8														■		
15	Расчет и оформление экономической части работы	И	8														■		
16	Составление пояснительной записки	И	8														■		

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

17	Сдача работы на рецензию	И	8																
18	Предзащита дипломной работы	И	8																
19	Подготовка к защите дипломной работы	И	8																
20	Защита дипломной работы	И	1																

 – Инженер
 – Лаборант

9.3 Бюджет затрат на исследование

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

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

9.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования

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

Все расчеты по приобретению спецоборудования, используемого для каждого исполнения, приведены в таблице 6.

Таблица 9.6 – Затраты на приобретение спецоборудования

Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
Ноутбук Asus	1	1	25,9
Итого:			25,9

9.3.2 Основная заработная плата исполнителей исследования

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

$$Z_{зп} = Z_{осн} \cdot Z_{доп} \quad (9.6)$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20% от $Z_{зп}$. Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (9.7)$$

где T_p – продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, раб.дн.;

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

Среднедневная заработная плата работника определяется по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (9.8)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб.дней $M=11,2$ месяцев, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб.дней $M=10,4$ месяцев, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени

исполнителей проекта, раб.дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (9.9)$$

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

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

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

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

9.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (9.10)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (принимаем равный 0,13).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя):

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 29500 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 57525 \text{ руб.}$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{57525 \cdot 10,4}{365 - 66 - 56} = 2461,9 \text{ руб.}$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 2461,9 \cdot 7,7 = 18956 \text{ руб}$$

$$Z_{доп} = 0,13 \cdot 18353 = 2464 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

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

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d} = \frac{31590 \cdot 11,2}{365 - 118 - 28} = 1615 \text{ руб.}$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 1615 \cdot 46,2 = 74613 \text{ руб.}$$

$$Z_{доп} = 0,13 \cdot 74613 = 9699 \text{ руб.}$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Расчет заработной платы

	Исполнитель проекта	
	Руководитель	Инженер
Z _{тс} , руб.	29500	16200
Z _м , руб.	57525	31590
Z _{дн} , руб.	2461	1615
Z _{осн} , руб.	18956	74613
Z _{доп} , руб.	2464	9699
Итого, руб.	110906	133717

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 7 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы над проектом.

9.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (9.11)$$

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

В таблице 9.8 представлены результаты по расчет отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 9.8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	18956	2464
Инженер	74613	9699
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Итого		
Руководитель	6468	
Инженер	25462	

9.3.5 Накладные расходы

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

Величина накладных расходов определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей 1} \div 5) \cdot k_{нр}, \quad (9.12)$$

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

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

$$З_{накл} = (1470 + 25990 + 91326 + 11873 + 30960) \cdot 0,16 = 25859 \text{ руб.}$$

9.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб	Примечание
1. Материальные затраты	1470	1.6.1
2. Затраты на специальное оборудование	25990	1.6.2
3. Затраты по основной заработной плате	93569	1.6.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате	12163	1.6.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	31930	1.6.5
6. Накладные расходы	26419	16% от суммы ст.1-5
7. Бюджет затрат на исследование	191541	Сумма ст. 1-6

Бюджет затрат проекта равен 191541 рублей. Наибольший процент бюджета составляет основная заработная плата.

9.4 Определение ресурсоэффективности

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (9.13)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Проведем расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы 9.10.

Таблица 9.10 – Сравнительная оценка характеристик

разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Механический метод	Химический метод
1. Энергоэкономичность	0,2	5	4
2. Надежность	0,2	5	4
3. Безопасность	0,2	4	4
4. Долговечность	0,15	5	4
5. Удобство в эксплуатации	0,25	5	3
Итого	1,00		

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности по значениям таблицы 10:

$$I_{\text{мех}} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 = 4,8$$

$$I_{\text{хим}} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 = 3,75$$

Согласно расчетам интегрального показателя ресурсоэффективности наиболее оптимальным будет являться применение механического метода восстановления пропускной способности.

Заключение по главе

В результате выполнения данного раздела ВКР был проведен анализ конкурентных технических решений, который помог выбрать наиболее подходящий метод восстановления пропускной способности магистрального нефтепровода, позволяющий повысить энергоэффективность транспортировки нефти по трубопроводу.

Построен календарный план-график работ по проведению исследования каждого из исполнителей. Общее количество дней на выполнение исследования составляет 81 дня.

Бюджет затрат проекта на исследование для выполнения расчетов равен 191541 рублей. Наибольший процент бюджета составляет основная заработная плата

Сравнение эффективности проведения исследования показало целесообразность применения механического метода, который имеет самый высокий показатель ресурсоэффективности $I_p=4,8$.

Опираясь на результаты полученных результатов данного раздела, можно сделать вывод, что исследование оптимального метода восстановления пропускной способности является экономически обоснованным.

					Финансовый менеджмент, Ресурсоэффективность и Ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были получены следующие результаты:

Литературный обзор показал, что применение технологий очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов при восстановлении пропускной способности на сегодняшний день является актуальной задачей, требующей решение. Для конкретных условий был выбран механический способ восстановления пропускной способности.

Были рассмотрены и проанализированы очистные устройства, которые используются при выбранном методе. Также производились расчёты прочностных характеристик магистрального нефтепровода и камеры приёма-пуска СОД, помимо них были рассчитаны эффективный диаметр трубопровода и удельные энергозатраты.

В процессе технологических расчётов были получены следующие данные:

Толщины стенки трубы по внутреннему и внешнему давлению (δ)	██████████
Расчетное сопротивление сжатию КПП Сод	██████████
Расчетная толщина стенки днища камеры КПП СОД ($\delta_{расш}$)	██████████
$D_{эф}$	██████████
$W_{уд}$	██████████
$\Delta W_{уд}$	██████████

В ходе работы было выяснено что механический способ очистки наиболее эффективен и экономичен для магистральных нефтепроводов длинной протяженности.

					Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Заключение		
Разраб.		Пилипенко С. А.					
Руковод.		Чухарева Н.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Лит.	Лист	Листов
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Список литературы

1. Макаров, С.П. Методы очистки внутренней поверхности магистральных нефтепродуктопроводов / С. П. Макаров, А. Д. Прохоров, С. Н. Челинцев // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2004 .– №3.

2. Чухарева Н.В. Транспорт скважиной продукции: учебное пособие / Н.В. Чухарва, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.

3. Машины и оборудование газонефтепроводов : учебное пособие / В. Г. Крец, А. В. Рудаченко, В. А. Шмурыгин. – 2-е изд., стер.. – Санкт-Петербург: Лань, 2016. – 376 с

4. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. – 3-е изд., испр. и доп. – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005.–528 с.: ил.

5. ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01 Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» специальными очистными устройствами (скребками) Введ. впервые; дата введ. 02.11.2001. М.: ГУП Издательство "Нефть и газ", 2001.

6. Девяткин, И. Н. Использование гелевых разделительных поршней для вытеснения нефтепродукта и очистки внутренней полости МНПП / И. Н. Девяткин // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2004.–№1.

7. Подготовка трубопровода к диагностике. Очистка нефтепровода.
URL: <http://doidpo.rusoil.net/storage/diagnostics%20equipment/teor/t2-1.htm>.
Дата обращения 17.05.2017. (дата обращения 21.03.2021)

					Восстановление пропускной способности магистрального нефтепровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список литературы		
Разраб.		Пилипенко С. А.					
Руковод.		Чухарева Н.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Лит.	Лист	Листов
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

8. Очистные поршни для трубопроводов / Информационная брошюра. – Уфа: ЦТД «Диаскан», 2010. – 27 с.
9. Новоселов В.Ф. Нефтепроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов: Учебное пособие. – Уфа: изд-во Уфим. нефт. ин-та, 1986. – 93 с.
10. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов / А.А. Коршак, Г.Е. Коробков, В.А. Душин, Р.Р. Набиев – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2000. – 170 с.
11. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.
12. РД-23.040.00-КТН-254-10. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть».
13. ОР-75.180.00-КНТ-018-10, Отраслевой регламент, Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), документ разработан ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Диаскан». 2009г.
14. Приказ О федеральном классификационном каталоге отходов. Введ. впервые; дата введ. 01.07.1996. :Москва, 1996.
15. РД-16.01-60.30.00-КТН-001-1-05 Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов. Введ. впервые; дата введ. 2005г.
16. ГОСТ 20295 – 85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4). Взамен ГОСТ 20295-74 ; введ. 01.01.87
17. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Введ впервые, дата введ. 01.07.13. – Москва, 2013.
18. ГОСТ 25371-97 Нефтепродукты. Расчет индекса вязкости по кинематической вязкости.

					Список литературы	Лист
						105
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

19. ОР-75.180.00-КТН-194-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок очистки трубопроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ.

20. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021)

21. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/

22. «Правила промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств» ПБ 09-563-2003 от 29.05.2003г [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901879145>

23. «Пожарная безопасность зданий и сооружений» СНиП 21.01-97 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/871001022>

24. «Правила пожарной безопасности в Российской федерации» ППБ-01-03 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_43497/0b93cc757b53bbc86c687d43202078daбее812d4/

25. «Правила противопожарного режима РФ правительства РФ от 25.04.2012г. №390 «Об охране окружающей среды»» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/902344800>

26. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 № 426-ФЗ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_156555/

27. ТОИ Р-112-30-96 Типовая инструкция по охране труда для линейного трубопроводчика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/471809550>

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

28. ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Термины и определения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200125989>

29. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901704046>

30. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606>

31. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608>

32. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/456054197>

33. ГОСТ 31192.1-2004. Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200060912>

34. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/898902441>

35. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238>

36. ГОСТ 12.2.003 - 91. ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901702428>

					Список литературы	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

37. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901702428>

38. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200000277>

39. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ «Средства и методы защиты от шума. Классификация». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/5200292>

40. ГН 2.2.5.1313–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://sudact.ru/law/postanovlenie-glavnogo-gosudarstvennogo-sanitarnogo-vracha-rf-ot_29/gn-2.2.5.1313-03/

41. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/5200289>

42. ОР-75.180.00-КТН-018-10 «Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ)».

43. РД 39-30-718-82 «Методика гидравлического расчета при перекачке газонасыщенных нефтей».

44. Новоселов В. Ф. «Нефтепроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов: Учебное пособие».

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108