

**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»  
Отделения нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Выбор оптимальной технологии очистки участка промыслового нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений»

УДК 622.692.486-032.37

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Шафикова В.В.		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
Р1	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>
Р2	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>
Р3	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>
Р4	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>
Р5	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>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
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>



<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Произвести литературный обзор по теме основных методов борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями и среди них выявить наиболее результативный способ. Определить наиболее эффективный растворитель и произвести расчет его расхода в блок дозирования реагента. Рассчитать гидравлические параметры перекачиваемой нефти до и после введения в трубопровод растворителя. Определить прочностные характеристики трубопроводов. Обсуждение результатов выполненной работы. Заключение и выводы по работе.
<b>Перечень графического материала</b>	1. Факторы, влияющие на образование АСПО 2. Влияние условий на оптимальность методов борьбы 3. Методы борьбы с АСПО 4. Требования к технологическим свойствам химических реагентов 5. Обобщенная гидравлическая схема системы дозирования 6. Схема нефтесборных трубопроводов
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Клемашева Е.И., доцент ОСГН
«Социальная ответственность»	Фех А.И., старший преподаватель ООД
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	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	Шафикова Валерия Вадимовна		25.01.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Шафиковой Валерии Вадимовны

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», «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	Бюджет научного исследования не более 160000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент – 1,3
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды –30,2%

**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	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка сравнительной эффективности исследования и подбора растворителей для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений

**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	Шафикова Валерия Вадимовна		25.01.2021

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Шафиковой Валерии Вадимовне

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

Тема ВКР:

<b>Выбор оптимальной технологии очистки участка промыслового нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: участок нефтесборных промысловых трубопроводов. Область применения: промысловый нефтепровод, предназначенный для перекачки нефти и нефтепродуктов.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>— специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>— организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>— "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021).</li> <li>— ГОСТ Р 55990-2014. Национальный стандарт Российской Федерации. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы.</li> <li>— РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> <li>— пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны;</li> <li>— повышенный уровень шума на рабочем месте;</li> <li>— повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>— недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>— превышение уровней вибрации.</li> </ul> Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> <li>— пожаровзрывобезопасность на рабочем месте;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– замыкание электрических цепей через тело человека;</li> <li>– движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>Атмосфера: выбросы вредных веществ, загрязнение атмосферного воздуха.</p> <p>Гидросфера: разлив нефти на воде, попадание вредных веществ в сточные воды.</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>При производстве работ по строительству промыслового нефтепровода нужно строго соблюдать правила техники безопасности, при этом необходимо руководствоваться нормативными документами.</p> <p>Наиболее частыми чрезвычайными ситуациями являются разливы нефти в результате аварии или ЧС.</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	Шафикова Валерия Вадимовна		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>	20
08.03.2021	<i>Объект и методы исследования</i>	5
26.03.2021	<i>Теоретические основы технологических расчетов на прочность</i>	15
30.04.2021	<i>Выбор оптимальной технологии по удалению асфальто-смоло-парафиновых отложений</i>	20
31.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	10
02.06.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
05.06.2021	<i>Заключение</i>	5
10.06.2021	<i>Презентация</i>	10
	<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 131 страниц, 31 рисунка, 37 таблиц, 70 источников литературы.

*Ключевые слова:* асфальто-смолисто-парафиновые отложения, химические растворители, промышленный нефтепровод

*Объект исследования:* участок нефтесборных промышленных трубопроводов с условными диаметрами от █████ мм до █████ мм и протяженностью █████ метров.

*Цель работы:* разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации участка промышленного 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 химических растворителей.

*В результате исследования:* выбрана наиболее результативная технология очистки для данного участка нефтепроводов, произведены расчеты эффективности выбранных химических растворителей, подсчитана необходимая дозировка реагента в трубопровод, гидравлические и прочностные расчеты для определения параметров трубопровода.

*Область применения:* нефтесборные промышленные трубопроводы.

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Выбор оптимальной технологии очистки участка промышленного нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений			
Разраб.		Шафикова В.В.		10.06.21	Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.21			10	131
Консульт.						Отделение нефтегазового дела группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.21				

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Определения

*Асфальто-смолисто-парафиновые отложения:* тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие его добычу, транспорт и хранение.

*Байпас:* Обводной трубопровод с запорно-регулирующей арматурой для отведения транспортируемой среды (жидкости, газа) из основного трубопровода и подачи ее в этот же трубопровод.

*Ингибиторы:* химический реагент, предотвращающий образование и отложение твердых компонентов нефти (асфальтенов, смол и парафинов) на поверхностях технологического оборудования.

*Промысловый трубопровод:* трубопровод для транспортирования газообразных и жидких продуктов, прокладываемый между площадками отдельных промысловых сооружений (включая площадки, расположенные на разных промыслах), а также к объектам магистрального транспортирования нефти и газа.

*Растворители:* это реагент, используемый для разрушения, растворения и удаления отложений органической природы на технологическом оборудовании и нефтепроводах.

### Сокращения

АДПМ – агрегаты депарафинизации передвижные модернизированные;

АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения;

БНДР – блок непрерывного дозирования реагента;

ГФ – гексановая фракция;

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Выбор оптимальной технологии очистки участка промышленного нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений			
Разраб.		Шафикова В.В.		10.06.21	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.21			11	131
Консульт.						Отделение нефтегазового дела группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.21				

КПП СОД – камера приема и пуска средства очистки и диагностирования;  
 ЛФ – лигроиновая фракция;  
 ННМ – нефтепровод Ножовского месторождения;  
 ПАВ – поверхностно-активные вещества;  
 ППУ – передвижная паровая установка;  
 УВ – углеводороды;  
 УПСВ – установка предварительного сброса воды;  
 ХР – химические растворители;  
 ЭФБ – этилбензольная фракция.

### *Нормативные ссылки*

ГОСТ 11851-2018 Нефть. Методы определения парафинов (с Поправкой).

ГОСТ 6370-2018 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей (с Поправкой).

РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.

ОТТ-75.180.00-КТН-269-19 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Ингибиторы парафиноотложений. Общие технические требования

ГОСТ Р 55990–2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.

ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы.

СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов»

СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ: дата введения 2017-06-17.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

## Оглавление

Введение.....	16
1 Асфальто-смоло-парафинистые отложения.....	18
1.1 Влияние отложений на перекачку.....	18
1.2 Состав АСПО и его особенности .....	20
1.2 Образование отложений при транспорте нефти .....	22
1.3 Ограничения по содержанию асфальтенов, смол и парафинов.....	26
2 Характеристика объекта исследования.....	29
3 Методы борьбы с АСП отложениями .....	33
3.1 Химические методы удаления АСПО .....	38
3.1.1 Физико-химические свойства растворителей.....	43
3.2 Сравнительная эффективность растворителей.....	44
3.3 Характеристики растворителей АСПО с комбинирующими свойствами .....	49
3.4 Современные технологии очистки промысловых нефтепроводов и способы повышения их эффективности .....	50
3.4.1 Технология химической очистки нефтепровода от отложений .....	51
3.4.2 Ввод в нефтепровод горячего теплоносителя .....	55
4 Расчеты участков промыслового трубопровода.....	61
4.1 Алгоритм расчета потерь напора на трение и на давление .....	63
4.2 Расчет потери напора и давления до и после введения растворителя .....	65

					Выбор оптимальной технологии очистки участка промыслового нефтепровода от асфальто-смолисто- парафиновых отложений						
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Оглавление						
Разраб.		Шафикова В.В.		10.06.21					Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.21						13	131
Консульт.									Отделение нефтегазового дела группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.21							

4.3 Расчет производительности дозирующего насоса блока подачи реагента в нефтепровод.....	70
5 Основы технологических расчетов на прочность .....	72
5.1 Определение толщины стенки труб.....	73
5.2 Проверка условий прочности.....	75
6 Социальная ответственность .....	79
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	80
6.2 Производственная безопасность .....	82
6.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	85
6.4 Экологическая безопасность .....	91
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	92
Заключение главы «Социальная ответственность».....	94
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	95
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	95
7.1.1 Описание потенциальных потребителей результатов исследования.....	95
7.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	97
7.1.3 SWOT – анализ.....	98
7.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	101
7.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	101
7.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ .....	104
7.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	105

7.3 Бюджет научного исследования .....	109
7.3.1 Расчет материальных затрат научного исследования .....	110
7.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для экспериментальных работ 111	
7.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы .....	111
7.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	113
7.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	113
7.3.6 Расчет затрат на научные и производственные командировки.....	114
7.3.7 Накладные расходы.....	114
7.3.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	115
7.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	116
7.4.1 Определение финансовой и ресурсной эффективности.....	116
Заключение главы «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» .....	120
Заключение .....	121
Список использованных источников.....	123

## Введение

*Актуальность.* Асфальтены, смолы и парафины кристаллизуются во время транспортировки по трубопроводу вследствие естественных процессов в потоке, что приводит к их отложению во внутренней полости трубопровода. По мере разработки и длительности эксплуатации нефтяных месторождений содержание асфальтенов, смол и парафинов в конечном продукте увеличивается. Следовательно, борьба с асфальтено-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО) во внутренней полости нефтепроводов является проблемой, решение которой необходимо.

Данные отложения приводят к уменьшению диаметра нефтепровода, ведут к сокращению количества добываемой и перекачиваемой нефти, в последующем приводят к полной остановке работы всего оборудования, увеличивая трудовые и материальные расходы и повышая себестоимость производимой продукции.

К тому же, в процессе транспортировки нефти и нефти продуктов изменяется пропускная способность. Это связано с тем, что все жидкие углеводороды содержат определены фракции, в которых растворены вещества, которые способны с падением температуры разлагаться к этим веществам и относятся асфальтены, смолы и парафины. Поэтому знание состава этих веществ, знание причин, которые приводят к отложению, знание методик и средств и технических устройств которые позволяет бороться с этой проблемой они весьма актуальны для любого предприятия, так как очистка требует больших капитальных затрат.

Исходя из этого, тема выпускной квалификационной работы «Выбор оптимальной технологии очистки участка промыслового нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений» является **актуальной**.

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Выбор оптимальной технологии очистки участка промыслового нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений			
Разраб.		Шафикова В.В.		10.06.21	Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.21			16	131
Консульт.						Отделение нефтегазового дела группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.21				

**Цель:** Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации участка промыслового нефтепровода.

Для реализации поставленной цели, необходимо выполнить *следующие задачи:*

1. Обзор современных методов и средств для устранения твердых асфальто-смоло-парафиновых отложений при эксплуатации нефтепроводов.
2. Характеристика объекта исследования и расчет прочностных параметров участка промыслового нефтепровода.
3. Определение объема гидравлических потерь при перекачке нефти по нефтесборному коллектору в зависимости от изменения эксплуатационных условий.
4. Выбор эффективной технологии поддержания пропускной способности нефтепровода.
5. Определение расхода растворителя АСПО для обеспечения безостановочной перекачки нефти по трубопроводу.

**Объект исследования:** Борьба с осложняющими процессами при эксплуатации промысловых нефтепроводов.

**Предмет исследования:** сборный коллектор легкозастывающей нефти.

**Практическая значимость:** сохранение оптимальной пропускной способности нефтепровода.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

# 1 Асфальто-смоло-парафинистые отложения

## 1.1 Влияние отложений на перекачку

Асфальтены, смолы и парафины кристаллизуются в потоке транспорта нефти в результате природных процессов, что приводит к их осаждению во внутренней полости трубопровода. При длительной разработке и эксплуатации нефтяных месторождений, содержание асфальтенов (АС), смол (С) и парафинов (П) в конечном продукте увеличивается и определяет пропускную способность, производительность. Энергопотребление и выполнение контрактов поставок готовой товарной продукции повышается. Возрастание АС+С+П увеличивает себестоимость нефти и нефтепереработки и требует привлечения организаций для утилизации образовавшихся нефтешламных остатков при очистке оборудования и трубопроводов от отложений.

В отделении сбора, подготовки нефти и нефтепродуктов, в трубопроводах, которые транспортируют товарную продукцию в резервуары – отложения могут оседать по всему промыслу.

Как утверждают [1], при транспортировке нефти, температура потока может снижаться, что является благоприятным фактором для того, чтобы АС, С и П аккумулировались на стенках трубопровода и оборудования.

На процесс отложения образований влияют множество факторов. Основные из них представлены на рисунке 1.1.

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Выбор оптимальной технологии очистки участка промышленного нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений			
Разраб.		Шафикова В.В.		10.06.21	Асфальто-смоло-парафинистые отложения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.21			18	131
Консульт.						Отделение нефтегазового дела группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.21				



Рисунок 1.1 – Факторы, влияющие на образование АСПО

Процесс транспортировки нефти по трубопроводам, согласно исследованиям авторов [2], может предполагать и полезное использование АСПО так как, данные отложения имеют достаточно низкий коэффициент теплопроводности, что говорит о том, что их можно использовать как теплоизоляционный материал для трубопроводов. Также отложения могут считаться борьбой от коррозии, применяясь как защитный слой трубопровода, препятствуя контакту нефти с внутренней поверхностью трубы.

Стоит заметить, что для достижения благоприятного эффекта от парафинирования труб требуется разработка технологии парафинирования с учетом специфики эксплуатации конкретных нефтепроводов.

Это достаточно сложный процесс, требующий ряд комплексных программ, удовлетворяющий следующие положения: защиту от коррозии, тепловую изоляцию и уменьшение энергозатрат. Зная, что на достаточно малом участке трубопровода пробы нефти по составу могут быть совершенно разными, следовать всем вышеперечисленным условиям считается весьма сложной задачей.

Именно поэтому создан ряд комплексных мер по борьбе с асфальтосмолопарафинистыми отложениями.

## 1.2 Состав АСПО и его особенности

В зависимости от состава природы нефти, содержания в ней твердых углеводородов (УВ), а также в зависимости от места отбора проб состав отложений включает в себя компоненты, представленные на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Состав АСП отложений [1, 3]

Парафины, смолы, асфальтены, содержащиеся в составе нефти, в большинстве своем образуются из парафиновых углеводородов ( $C_{17} - C_{36}$ ) и нафтеновых углеводородов ( $C_{30} - C_{60}$ ).

Асфальто-смолистые вещества относятся к высокомолекулярным органическим соединениям со сложным строением структуры, включающим в себя углерод, водород, кислород, серу, азот и металлы [3].

Смоли и асфальтены существенно отличаются по содержанию азота, так как он преимущественно содержится в асфальтенах. Разница в содержании кислорода также значительна, в отличие от азота, его основная часть сосредоточена в смолах.

Как правило, согласно [4], асфальтены представляют собой фракцию соединений сырой нефти, которая после добавления в сырую нефть легких углеводородов, обычно *n*-гептана, имеет тенденцию к образованию твердой фазы.

					Асфальто-смоло-парафинистые отложения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20



Рисунок 1.3 – Асфальтены состав [3]

Если температура асфальтенов более 300 °С, то данные отложения не подвергаются плавлению. В свою очередь они разлагаются, выделяя при этом углерод и другие летучие продукты. Они считаются наиболее тяжелыми, полярными элементами потока нефти, рассматриваются как продукты сгущения гудрона.

Смолистые отложения – полужидкие-полутвердые вещества, темного оттенка, выделенные благодаря силикагелю и 4-х хлористому углероду. Смолы могут переходить в асфальтены, при их нагревании свыше 300°С и последующим загустеванием. Смолы включают в себя также кислород (до 17%), серу и азот, но если молярная масса смол увеличивается, то данные элементы их состава уменьшаются. Плотность примерно 1000 кг/м<sup>3</sup>. Согласно исследованиям [5], смолы легко растворяются растворителях органического происхождения и в продуктах нефти, за исключением этиловых и метиловых спиртов.

Из источника [6] следует, что с увеличением концентрации смол в растворе, рост кристаллов может и медленно идти вниз и наоборот деформировать поверхность кристаллов, способствуя появлению новых центров кристаллизации. Это зависит от природы смол, входящих в состав нефти.

Практически в каждой нефти содержатся твердые парафины. Их содержание колеблется от 0,2 % (следы) до 30 % и более. Состав отложений может также зависеть от условий термодинамики, сначала со снижением температуры образуются тугоплавкие УВ, затем кристаллизуются менее.

Углеводороды в парафиновых отложения, зависимо от температурных показателей и давления, находятся в трех фазовых состояниях: твердом, жидком и газообразном.

Парафиновые отложения осаждаются на стенках трубопровода. Так, по мере их накопления на внутренних слоях, которые дальше от стенки, они перекристаллизовываются, уплотняются, вытесняя жидкую фазу, согласно [7].

Церезины – это гибридные УВ, которые также могут содержаться в нефти. Они относятся к тугоплавким УВ и отличаются по свойствам и составу от парафиновых отложений. Температура их плавления выше температуры плавления парафинов (П – от 45° С, а церезины свыше 65° С).

Классификация АСПО [8], отражающая содержание в них органических компонентов. Выделяется три типа АСПО предоставленные на рисунке 1.4.



Рисунок 1.4 – Типы АСПО [8]

## 1.2 Образование отложений при транспорте нефти

Одной из основных проблем во всех областях нефтяной промышленности, включая производство, эксплуатацию, хранение и транспортировку, является образование тяжелых органических соединений, например, асфальтена и парафина, и их последующее осаждение в оборудовании и трубопроводах. Изменение состава сырой нефти, температуры и давления приводит к выпадению асфальтовых осадков. Таким образом, жизненно важно определить возникновение осадков асфальтенов при перекачке нефти.

При истощении традиционных запасов нефтяная промышленность склонна эксплуатировать более глубокие пласты, содержащие тяжелые углеводороды с высоким содержанием асфальтенов.

Хорошо известно, что любое изменение термодинамических условий сырой нефти, таких как состав, температура и давление, нарушает равновесное состояние ее тяжелых органических компонентов, например, асфальтена и парафина. Следовательно, эти компоненты будут откладываться при прохождении через трубопроводы.

Температурный градиент может возникать из ряда причин, одной из них является то, что транспортируемая нефть контактирует с металлической поверхностью трубопровода. Тогда он начинает устремляться перпендикулярно охлаждаемой поверхности до центра потока. Происходит развитие двух процессов: образование и кристаллизация алканов на поверхности холодного трубопровода и в составе нефти.

Согласно исследованиям авторов [9], не так важны процессы отложения парафинов, как их выпадение на поверхности, предназначенные для теплообмена оборудования и труб. Это происходит по причине содержания в транспортируемой нефти высокомолекулярных УВ, особенно при наличии метанового ряда. Причиной осаждения является также снижение температуры до значения, при котором происходит осаждение твердых фаз.

Однако наличие подслоя с низкой температурой, на котором кристаллизуются углеводороды и за счет которых они так прочно связаны, позволяет практически полностью исключить вероятность осаждения в данном технологическом режиме.

Специфика формирования парафиноотложений определяет различия в составе твердых УВ, о чем свидетельствует [10]. Чем больше содержание разветвлённых структур углеводородов – ароматических, изоалкановых, нафтеновых, тем прочность парафиновых отложений меньше, так как они повышено-устойчивы к удержанию жидкой массы как кристаллических

					Асфальто-смоло-парафинистые отложения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

образований. Легко выделяются из раствора с формированием плотных структур УВ метанового ряда, в частности, высокомолекулярные парафины

Если температура понижается, то перемещение молекул в масле снижается за счет меньшей энергии для свободного движения. Благодаря этому облегчается группирование и выравнивание молекул парафина и, в конечном итоге, их соединение друг с другом и достигается их критический и стабильный размер.

При температурах перехода кристаллов нормальных парафиновых углеводородов из одного модификационного состояния в другое резко меняются их теплофизические, оптические, физико-механические и некоторые другие свойства, что весьма значимо с точки зрения применения этих углеводородов. Так, нефтяной парафин в твердом состоянии может существовать в двух аллотропных формах, представленных на рисунке 1.5, гексагональной и орторомбической.

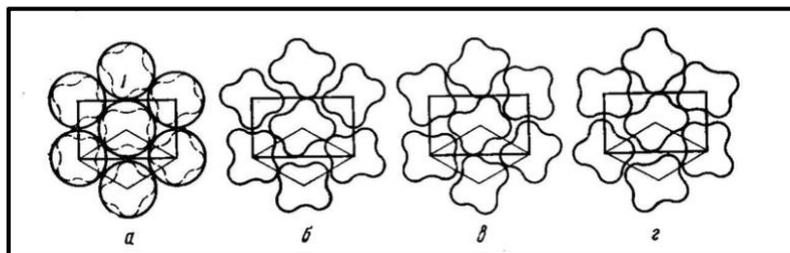


Рисунок 1.5 – Расположение молекул n-парафинов в кристаллах:

а – гексагональная; б – ромбическая; в – моноклинная; г – триклинная [11]

Согласно [11], первая модификация возникает при температурах, повышенных до температуры плавления парафина, и характерна волокнистой, рыхлой структурой кристаллов, придающей продукту пластичность. При сжатии кристаллы парафина с гексагональной структурой слипаются. Следующая модификация - орторомбическая, которая устойчива при пониженных температурах и держится даже до температуры фазового перехода, и которая характеризуется пластинчатой кристаллической структурой. Такая модификация проявляет свойства кристаллического тела, являющегося твердым и хрупким.

Авторы [7] утверждают, что тот или иной формы кристаллов и образование парафинов зависят следующие эксплуатационные условия:

– Состав компонентов нефти оказывает фундаментальное влияние на процесс формирования парафиновых отложений. В состав нефти входят насыщенные, ароматические углеводороды, смолы и асфальтены. От этого зависит восприимчивость нефти к отложению АСПО и, соответственно, стабильность нефти. Определяет растворимость нефти по отношению к парафину. В маслах с парафиновой основой существенно содержание твердого парафина. Нефти, в составе которых доминируют соединения метанового ряда, при небольшом содержании даже высокомолекулярных соединений формируют плотные отложения парафина. При этом чем выше выход легких фракций, кипящих до 350 °С, тем выше содержание парафиновых осадков;

– Обязательным фактором для образования АСПО служит температура жидкости у стенки трубопровода, причем она непременно должна быть ниже температуры насыщения нефти парафинами ( $T_{\text{стенки}} < T_{\text{насыщения нефти парафинами}}$ );

– В частности, от содержания смол и асфальтенов - основного строительного материала твердой фазы - напрямую зависит и процесс образования и накопления парафиновых отложений (структурообразование парафина), и его агрегативная устойчивость;

– Температурный фактор играет определяющую роль в процессах формирования и роста парафиновых образований. В том случае, если температура стенки трубы опускается ниже температуры кристаллизации парафина, в потоке нефти происходит возникновение кристаллов парафина и твердой фазы нефтяной системы. Необходимая температура должна соблюдаться в трубопроводе, так как с разностью температуры потока и окружающей среды отложение парафина растет;

					Асфальто-смоло-парафинистые отложения	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– Важную роль играет материал трубопровода, а именно его внутренней стенки. Чем выше полярность материала трубопровода, тем ниже степень осаждения парафинов. Давление имеет косвенное воздействие. Большой диапазон (5-10 МПа) перепадов давления характерен для зон начала формирования залежей. При давлениях меньших давления насыщения нефти газом отмечается снижение температуры начала кристаллизации, что, как свидетельствуют [7], обусловлено повышением объема растворенного в нефти газа, содержание которого значительно влияет на растворимость парафина в нефти. При давлениях свыше давления насыщения нефти газом температура наступления кристаллизации парафинов повышается с ростом давления;

– Скорость течения в турбулентном режиме, динамические силы преобладают, и перемещение параллельно оси трубы приводит к смешиванию различных слоев потока. В ламинарном режиме течения преобладают вязкие силы, и смешение между слоями отсутствует.

На образование кристаллов парафина в нефтепроводе влияет абсолютное множество условий и факторов, именно поэтому следует учитывать всевозможные обстоятельства при выборе необходимого способа удаления асфальтосмолопарафиновых отложений.

### **1.3 Ограничения по содержанию асфальтенов, смол и парафинов**

Чем больше содержание смол и асфальтенов, тем прочнее структура отложений. Это сопряжено с увеличением вязкости нефти, плотности, сложностью протекания процессов транспортировки, поэтому имеются следующие ограничения [12]. Содержание парафинов в нефти влияет на легко застывание, в связи с этим, есть необходимые нормы по содержанию парафинов в нефти по ГОСТ 11851-2018 [13].

					Асфальто-смоло-парафинистые отложения	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1.1 – Классификация нефти по содержанию парафинов, смол и асфальтенов

По Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 [12] по содержанию смол и асфальтенов		По ГОСТ 11851-2018 [13] по количеству парафинов	
типы нефти	содержание смол и асфальтенов, %	типы нефти	содержание парафинов,%
малосмолистые	менее 5%	малопарафинистые	менее 1,5%
смолистые	5-15%	парафинистые	1,51-6%
высокосмолистые	более 15%	высокопарафинистые	Более 6%

Массовую долю парафина в нефти по ГОСТ 11851-2018 [13] в процентах вычисляют по формуле:

$$X = \frac{m \cdot m_2}{m_1 \cdot m_3} \cdot 100, \quad (1.1)$$

где  $m$  – масса парафина, выделенная из обессмоленной фракции нефти, г

$m_1$  – масса нефти, взятая для перегонки (обессмоливания), г;

$m_2$  – масса обессмоленной фракции нефти, выкипающая при температуре выше 250 °С, г;

$m_3$  – масса обессмоленной нефти, взятая для выделения парафина, г.

В случае если все отложения имеют центр кристаллизации в виде механических примесей, то они так же будут иметь прочную структуру. Поэтому имеются ограничения по содержанию механических примесей в соответствии с ГОСТ 6370-2018 [14].

При определении механических примесей в нефтях в качестве растворителя берут подогретый бензин, толуол и помещают в стакан. Бензин и толуол для растворения пробы испытуемых продуктов подогревают на водяной бане до 40°С и 80°С.

Таблица 1.2 – Количество испытуемого образца и растворителя по ГОСТ 6370-2018 [14]

Характеристики образца	Масса образца, г	Отношение объема растворителя к массе образца
Нефть с массовой долей механических примесей не более 1%	50,00±0,01	От 5 до 10 включительно

## 2 Характеристика объекта исследования

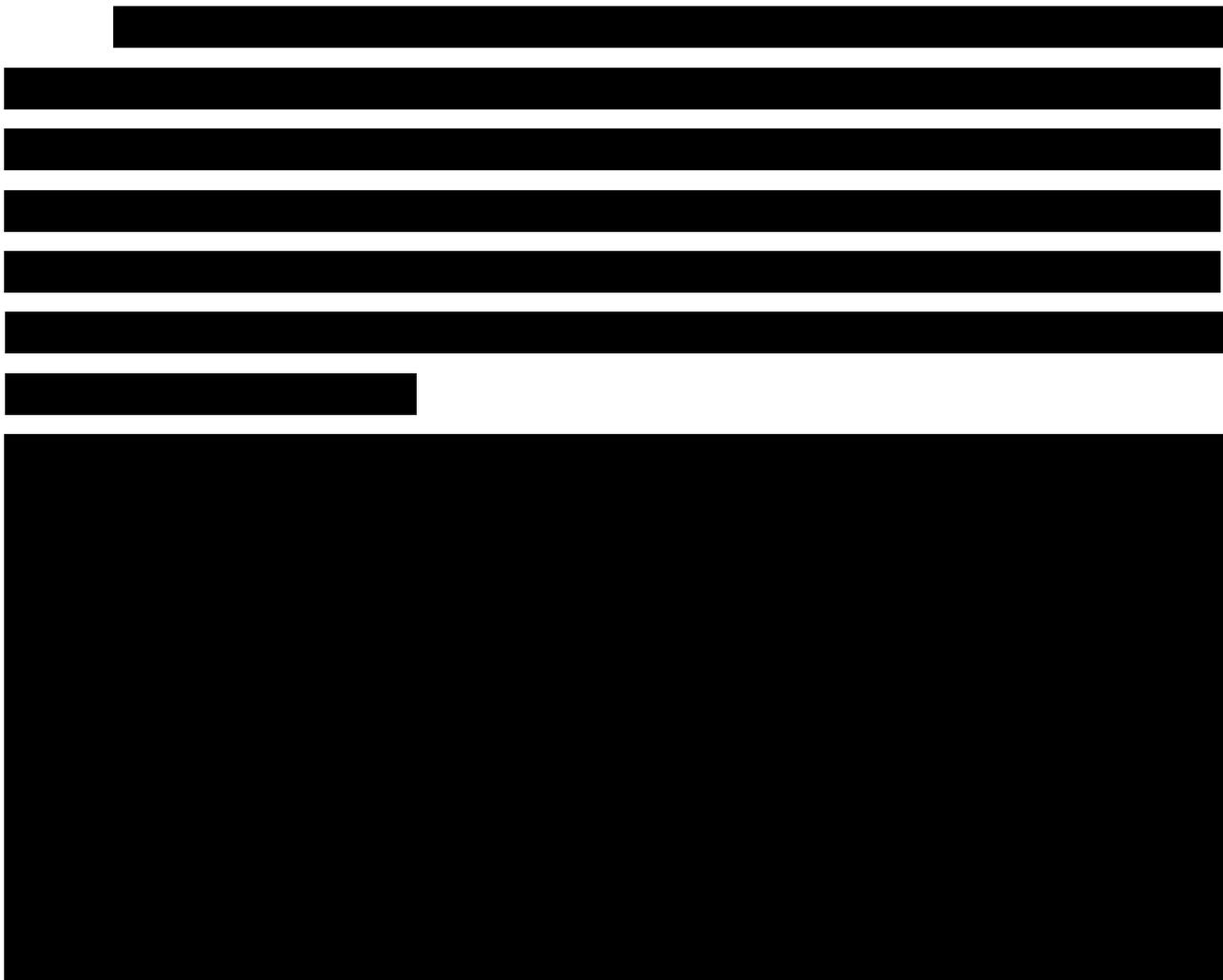


Рисунок 2.1 – Схема нефтесборных трубопроводов

При определении диаметра трубопроводов учитывалось требование документа [42], согласно которому скорость потока в нефтесборных трубопроводах должны быть не менее ■ м/с и не более ■ м/с.

Характер климата на рассматриваемой местности



					Выбор оптимальной технологии очистки участка промышленного нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений					
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Характеристика объекта исследования					
Разраб.		Шафикова В.В.		10.06.21				Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.21					29	131
Консульт.								Отделение нефтегазового дела группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.21						

Среднегодовая температура воздуха [redacted] °С. Средняя температура воздуха наиболее холодного месяца [redacted] °С, а самого жаркого июля плюс [redacted] °С. Абсолютный [redacted] °С, а абсолютный [redacted] °С.

Рельеф местности средне  
 [redacted]  
 [redacted].  
 [redacted]  
 [redacted]  
 [redacted]  
 [redacted]  
 [redacted]  
 [redacted]  
 [redacted]

Таблица 2.1 – Основные показатели трубопроводов

Участок	Тип	Давление	Диаметр, мм	Длина, м	Расход жидкости, м <sup>3</sup> /сут
[redacted]	начало	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	конец	[redacted]			
[redacted]	начало	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	конец	[redacted]			
[redacted]	начало	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	конец	[redacted]			

[redacted]  
 [redacted]  
 [redacted]  
 [redacted]

[redacted] нормами ГОСТ Р 55990-2014 [43], СП 34-116-97 [44].

Таблица 2.2 – Физико-химические свойства продукции

Участок	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость, Па·с	Массовое содержание среднее, %			Компонентный состав (Метан, Этан, Пропан, изо-Бутан, изо-Пентан, Гексан, Остаток C <sub>9+</sub> ), % моль	Температура застывания, °С	Минерализация воды, г/л	Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>
			А	С	П				
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████ ██████████ ██████████ ██████████ ██████████ ██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████ ██████████ ██████████ ██████████ ██████████ ██████████	██████████	██████████	██████████

### 3 Методы борьбы с АСП отложениями

В соответствии с [15], на данный момент при борьбе с АСПО существует множество различных технологий. Как показывает зарубежная практика и практика России методы по борьбе с данными отложениями по удалению и предотвращению их делятся на механические, химические, физические, тепловые и комплексные.



Рисунок 3.1 – Влияние условий на оптимальность методов борьбы

Как заметно на рисунке 3.1 множество факторов влияют на оптимальность и эффективность того или иного метода, а следовательно, и для каждого месторождения он или его комплекс будет подбираться строго индивидуально.

Проблемы с наличием данных отложений при добыче, транспорте до сих пор остается актуальной для любого нефтепромыслового предприятия и требует новейших или дальнейших улучшений существующих методов.

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Выбор оптимальной технологии очистки участка промышленного нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений			
Разраб.		Шафикова В.В.		10.06.21	Методы борьбы с АСП отложениями	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.21			33	131
Консульт.						Отделение нефтегазового дела группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.21				

Для того, чтобы эффективно справляться с актуальными вопросами по совершенствованию и оптимизации транспорта парафинистой нефти, необходимо постоянно проводить соответствующие мероприятия по удалению и предотвращению данных отложений.

					Методы борьбы с АСП отложениями	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

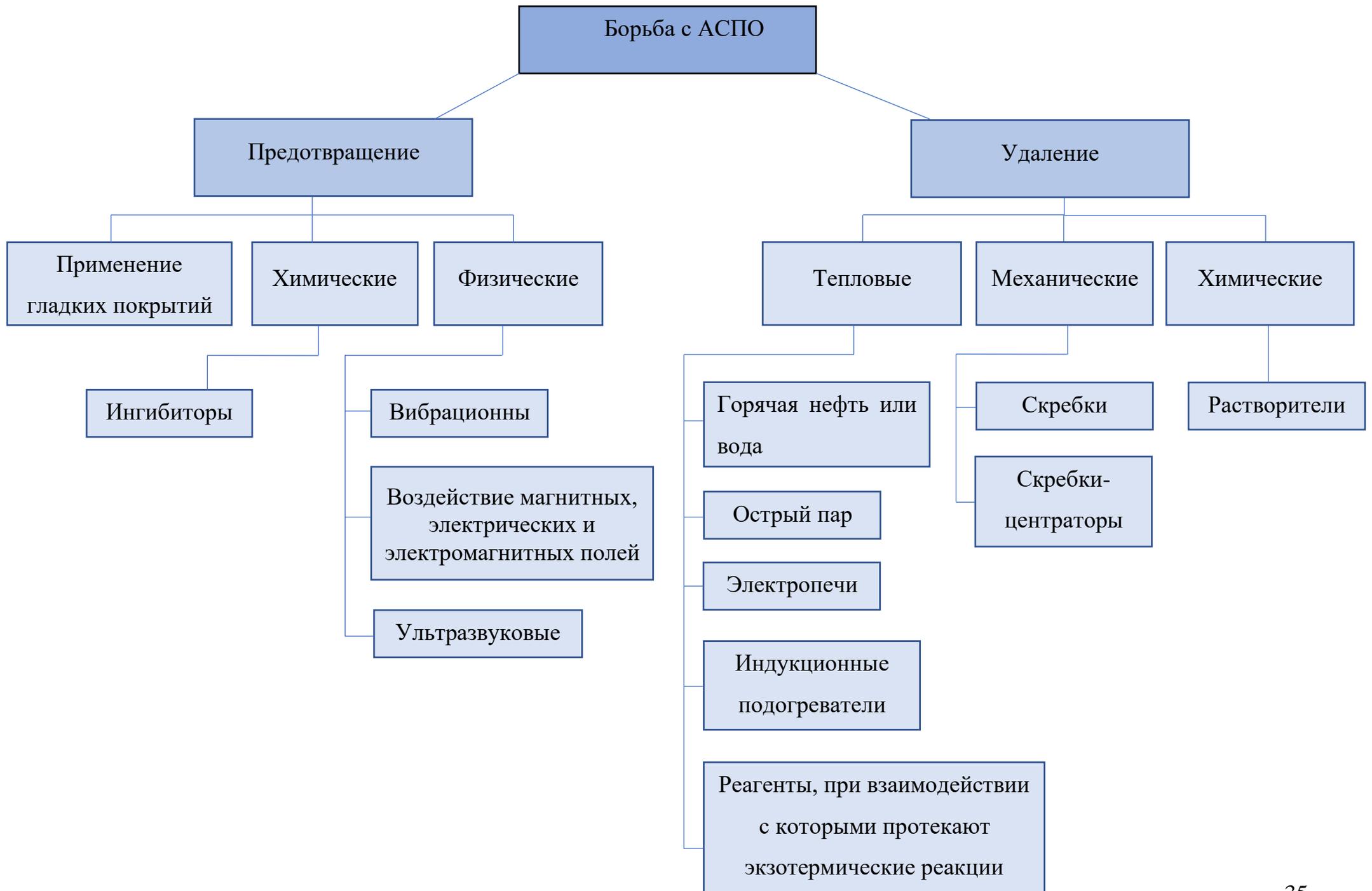


Рисунок 3.2 – Методы борьбы с АСПО

Таблица 3.1- Методы борьбы и их применение по удалению АСПО

Методы	Сущность	Достоинства	Недостатки	Источник
1	2	3	4	5
Механические:				[2,16]
Скребки	Данный способ удаления основан на механическом соскабливании со стенок труб АСПО различными скребками и выносе его потоком поднимаемого флюида. В зависимости от конструкции скребков они срезают парафиновую массу или при движении вверх, или при движении вниз и верх, или при движении вверх и при повороте вокруг оси трубы.	Имеют высокую чистящую способность, износоустойчивость, обеспечивая требуемое качество очистки, эффективны. Являются наименее дорогостоящим способом очистки трубопроводов.	Для того, чтобы применять скребки требуется остановка работы оборудования или трубопровода, поэтому должно быть наличие байпасных линий или лупингов, а также должна быть КПП СОД для того, чтобы ввести скребки в эксплуатацию в трубопровод.	
Скребки-центраторы				
Тепловые:				[17]
Горячая нефть или вода	В их основе лежит способность отложений плавиться при температуре выше 50°C. Удаление АСПО из труб в процессе термообработки происходит за путем снижения сил сцепления отложений на поверхности их контакта с металлом трубопровода, отделения массы отложений и их последующего удаления с потоком перекачиваемой горячей жидкости, а также плавления и последующего растворения массы парафина в потоке горячей нефти при повышении температуры. Для того, чтобы создать необходимую температуру, необходим специальный теплоисточник, размещаемый непосредственно в зоне отложений или на устье скважины, где он будет вырабатывать теплосодержащий агент.	Данный метод прост в реализации технологии реализации технологии, к тому же, требует минимальных затрат на закупку реагентов.	Данный способ является достаточно эффективным и просты в реализации, но ввиду теплотеря не может применяться на большие расстояния особенно на месторождения земель вечной мерзлоты. Достаточно дорогостоящее оборудование, возможно ухудшение качества продукции.	
Острый пар				
Электропечи и индукционные подогреватели (электродепарафинизаторов)				
Реагенты, в процессе взаимодействия с которыми протекают экзотермические реакции				

Физические:				[16,18]
Ультразвуковые	При воздействии на нефтяной поток магнитным или электромагнитным полем происходит снижение интенсивности накопления парафинов на стенках труб и оборудования, поскольку образование центров кристаллизации парафинов происходит только в объеме потока нефти.	Не ухудшают качество перекачиваемой нефти и достаточно эффективны.	Данные методы относятся к предотвращающим способам борьбы с отложениями, что является минусом, так как для эффективной очистки трубопровода необходимо совместить его с другими способами. Сложны в изготовлении и монтаже, затратны.	
Вибрационные	Вибрационные методы позволяют создавать ультразвуковые колебания в области образования парафина и, воздействуя на его кристаллы, вызывать их микродвижение, что, в свою очередь, исключает отложение парафина на стенках трубы.			
Электромагнитные и магнитные поля	Под действием магнитного поля в движущейся жидкости происходит разрушение агрегатов, представляющих собой ферромагнитные субмикронные микрочастицы соединений железа и связанной с ними воды. В процессе разрушения агрегата кристаллы парафина выпадают в осадок в виде мелкой объемной устойчивой суспензии; при такой скорости роста их средний размер пропорционально уменьшается, выпадая вместе со смолами и асфальтенами в твердую фазу кристаллов парафина.			
Химические:				[1,15]
Растворители	Удаление отложений с поверхностей оборудования и нефтепроводов в растворенном или диспергированном состоянии.	Химические реагенты обладают высокой моющей и растворяющей способностью.	Необходимо под каждое месторождение, в зависимости от состава и свойств нефти, подбирать определенные химические реагент. Для качественной очистки требуется большой объем дорогостоящих препаратов. Требуются исследования по влиянию химических реагентов на качество нефти.	
Ингибиторы	Для предотвращения осаждения парафина используются ингибиторы, действие которых основано на адсорбционных процессах, происходящих на границе раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью.			

В современной трубной промышленности крайне востребованной становится изоляция трубопроводов составами, которые эффективно защищают внутренние и внешние металлические поверхности от процессов ржавления и отложения твердых парафинистых отложений. Наиболее часто встречаемые и актуальные виды покрытий трубопровода приведены на рисунке 3.3.

Эпоксидная изоляция	Стеклопластиковые трубы	Полиэтиленовые покрытия
<p>Под эпоксидной изоляцией элементов трубопроводов подразумевается обработка поверхности материала специальными составами на базе эпоксидной смолы.</p> <p>Смола эпоксидная – вещество, отличающееся такими качественными характеристиками, как повышенная устойчивость к влаге, к жидким топливным веществам, щелочной и масляной среде. Кроме того, смолы данной разновидности отлично выдерживают воздействие химическое, механическое, имеют высокую степень адгезии.</p> <p>Использование эпоксидных покрытий в изготовлении труб позволяет добиться следующих результатов:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.Эффективно снизить потери в процессе транспортировки веществ по системе трубопровода;</li> <li>2.Покрытие надежно защищает изделия от воздействия коррозионных процессов; Внутреннее эпоксидное покрытие труб позволяет избежать процесса образования отложений на поверхности стенок.</li> </ol>	<p>Большинство труб изготавливаются по стандартной схеме — стекловолоконные нити наматываются на прочную оправу в непрерывном режиме. Нить армируется специальным составом из стекловолокна и пропитывается смоляной смесью, измельченным стекловолокном и песком. Благодаря такой технологии трубы могут прослужить больше пятидесяти лет. Плюсы данных труб:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.Не ржавеет и выполнять дополнительные действия по борьбе с коррозией не придется;</li> <li>2.Материал устойчив к износу и не подвергается воздействию агрессивных компонентов;</li> <li>3.Отвечают нормам экологии;</li> </ol> <p>Стеклопластик выдерживает температурные колебания — от минус шестидесяти пяти до плюс ста пятидесяти пяти градусов по Цельсию.</p>	<p>Полиэтилен является продуктом полимеризации этилена. Он обладает высокой морозостойкостью (-70°C), химической устойчивостью в растворах щелочей, солей, кислот и водостойкостью. Применяется в покрытиях внутренней поверхности трубопроводов для комплексной защиты (парафин, соли, коррозия). Полиэтилен при обычных температурах не растворим в органических растворителях, но набухает в диэтиловом эфире, бензине, бензоле, толуоле, ксилоле, хлороформе и четыреххлористом углероде. Набухание полимера сопровождается снижением его прочности. С повышением температуры набухаемость полиэтилена возрастает. Выше температур 60—80°C полиэтилен начинает растворяться во всех перечисленных растворителях.</p>

Рисунок 3.3 – Виды покрытий металла [19, 20]

На практике чаще всего применяют комбинацию методов удаления АСПО, в зависимости от того, какие ограничения имеют те или иные способы.

### 3.1 Химические методы удаления АСПО

На текущий момент одним из наиболее перспективных и эффективных методов борьбы с парафинизацией скважин и трубопроводов является химический, так как он обладает эффективной производительностью, а сама технология не представляет особой сложности.

В основе химических методов лежит дозирование химических соединений в добываемый продукт, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. Их можно разделить на две большие группы, представленные на рисунке 3.4.



Рисунок 3.4 – Химические реагенты

Текущий уровень накопленных знаний не дает оснований для точного прогнозирования образования отложений и подбора соответствующего способа борьбы. Большая часть имеющихся данных базируется на изучении химического состава и физико-химических свойств АСПО, а также исследований систем добычи, транспортировки и хранения нефти.

Как показало исследование [21], растворители, состоящие из ароматических соединений (бензол, толуол, ксилол и другие), обладают наибольшей способностью эффективно удалять АСПО, но при этом использование данного класса реагентов ограничивается их высокой стоимостью, доступностью, токсичностью и пожароопасностью. В связи с этим, в соответствии с [22], широкое распространение имеют растворители АСПО природной сущности (легкие нефти, газовый конденсат, бензин и т.д.). В основе другого класса реагентов заложена продукция нефтехимической и нефтеперерабатывающей отраслей - толуол, дизельные фракции, нефрас, бензол, ксилол, керосин, уайт-спирит.

Согласно [23], для более эффективного удаления АСП отложений их часто модифицируют при помощи различных добавок, обеспечивающих повышение поверхностной и диспергирующей активности УВ реагентов.

Константа скорости реакции растворителя увеличивается при его нагревании, но те растворители, которые используются на промысле, не могут сильно нагреваться так как имеют низкую температуру вспышки.

На сегодняшний момент существующие химические ингибиторы условно делятся в соответствии с предполагаемым механизмом действия (таблица 3.2):

Таблица 3.2 – Механизмы действия ингибиторов

Механизм	Сущность	Источник
1	2	3
Смачиватели	Гидрофильную пленку, находящуюся на поверхности металла трубопровода, которая предотвращает осаждение кристаллов парафина и затем создает необходимые условия для их выноса транспортируемой жидкостью создают смачивающие реагенты. Отнести к ним следует полиакриламид, кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов, водные растворы синтетических полимерных поверхностно-активных веществ (ПАВ).	[15,18]
Диспергаторы	Химические реагенты, способствующие образованию мелкодисперсной системы, которая уносится потоком нефти, тем самым предотвращая отложение кристаллов парафина на стенках трубопровода. К ним относятся соли металлов, соли высших синтетических жирных кислот, силикатно-сульфанольные растворы.	[1,15]
Модификаторы	Модификаторы взаимодействуют с молекулами парафина, тем самым препятствуя процессу роста кристаллов. В результате кристаллы находятся во взвешенном состоянии во время движения.	[15,18]
Депрессоры	Начинают адсорбироваться на парафиновых кристаллах, тем самым затрудняя их способность накапливаться.	[15,17]

В первую очередь, согласно [17], наибольшее внимание приковывают к себе растворители органического происхождения, так как они схожи с состав и природой нефти, а также достаточно доступны. Как показывает практика растворители ароматические наиболее эффективны, но являются высокотоксичными и пожароопасными.

Таблица 3.3 – Виды растворителей АСПО

Тип	Вид растворителя, достоинства	Источник
1	2	3
Индивидуальные органические растворители	К этой группе растворителей АСПО относят такие химические вещества, гексан, бензол, толуол и другие. Возможности эксплуатации этих реагентов в нефтепромыслах ограничиваются высокой токсичности и огнеопасности. Хлорированные углеводороды приводят к ухудшению химических свойств нефтепродуктов.	[24]
Растворители природного характера	Включают газовый конденсат, бензин, легкую нефть и другие. Главным достоинством таких растворителей служит доступность сырья, не оказывающего отрицательного влияния на химический состав нефти, но их эффективность против асфальтенового или смешанного типа низка, так как асфальтены и смолы не растворяются в органических соединениях.	[25,26]
Растворители на основе сырья производств нефтехимии и нефтепереработки	В этой группе следует выделить толуольную и ксилольную фракции, нефрас, керосиновую фракцию. По эффективности керосиновая фракция мало отличается от природных продуктов, а потому она менее эффективна, поскольку в ее состав входят насыщенные углеводороды с числом атомов углерода свыше 6.	[24,25]

<p>Органические смеси с добавками поверхностно-активных веществ (ПАВ)</p>	<p>При совместном использовании с поверхностно-активными веществами результативность растворителей может возрасти в несколько раз. В роли УВ растворителя может выступать гексановая фракция, бензин, анизол и другие. В числе ПАВ могут быть синтанол, сульфанол, неионогенные ПАВ, синтетические жирные кислоты. При введении до 3% ПАВ возрастает поверхностная активность растворителей.</p>	<p>[24]</p>
<p>Удалители на водной основе</p>	<p>Представители такого класса отнесены к моющим составам, поскольку по своему принципу воздействия они не способствуют растворению компонентов асфальто-смолисто-парафиновых отложений, а их диспергированию и вымыванию. К данному классу принято относить щелочи, электролиты, спирты, кислоты и другие. УВ фазой может служить триглицеридное масло, смесь алифатических и ароматических УВ. Содержание в составе органических растворителей, ПАВ, электролитов и воды приводит к тому, что удалители этой группы проявляют свойства от микроэмульсий до мицеллярных систем. Растворители на основе воды обладают рядом существенных достоинств перед органическими растворителями, так как являются менее взрывчатыми и высокотехнологичными, а также обладают способностью создавать гидрофилизирующие пленки на поверхности твердых материалов.</p>	<p>[25]</p>

При дальнейшем увеличении концентрации ароматических углеводородов в растворителе отмечается существенный рост растворимости отложений примерно в несколько раз. Тем не менее, когда содержание ароматических углеводородов достигает 25%, не происходит дальнейшего усиления растворимости. Авторы [26] свидетельствуют, что максимальной растворимостью обладают композиции, содержащие 30 % ароматических углеводородов, 20 % нефтяных и 50 % парафиновых углеводородов.

Изучая [27], выяснилось, что для эффективного действия реагента необходимо подбирать растворитель индивидуально для месторождения. Подбор растворителя ведется с помощью лабораторных и промышленных испытаний, где определяется эффективный реагент и рассчитывается доза на одну тонну добываемой нефти. Сочетание растворителей с ингибиторами образования АСПО защитный эффект может длиться от 3 до 8 месяцев.

### 3.1.1 Физико-химические свойства растворителей

Согласно стандарту [28], основные физико-химические свойства ХР характеризуются следующими показателями: однородность для жидкой и порошкообразной формы, не иметь взвешенных и оседающих частиц, без примесей.

Температура застывания растворителя должна соблюдаться с условиями окружающей среды района и никак не быть ниже. По согласованию с компанией разрешено поставлять и использовать растворители, обладающие повышенной температурой застывания, но при соблюдении технологии нагрева растворителя с соблюдением их физических, химических и технологических качеств.

Кинематическая вязкость растворителя должна соблюдаться и не быть выше той вязкости, которая указана в паспорте дозирующего насоса, который планируется применять.

Значение плотности растворителя служит для технологических расчетов при его использовании и, следовательно, является предметом обязательного измерения и декларирования.

Существуют необходимые требования к технологическим свойствам химических реагентов, показанные на рисунке 3.5.

					Методы борьбы с АСП отложениями	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 3.5 – Требования к технологическим свойствам химических реагентов

Обязательные требования к результативности применения химических реагентов – эффективность растворения асфальто-смоло-парафиновых отложений. Степень растворение не должна быть ниже 80%.

### 3.2 Сравнительная эффективность растворителей

Как известно, эффективность растворения зависит от продолжительности контакта с растворителем, его температуры и отношения массы осадка к объему растворителя.

Как показывает практика, для каждого месторождения индивидуально подбирается состав композиции удаляющей смеси – растворителя. Исследования авторов [29] доказывают данный факт. На примере различных составов растворителей применяемых к отложениям нефтепроводов Ножовского месторождения (ННМ) было проведено исследование их эффективности.

Потерю массы отложений для каждого опыта вычисляли по формуле:

$$П = \frac{m - m_1}{m} \cdot 100\%, \quad (3.1)$$

где П – потеря массы отложений (эффективность), %;

t – температура растворителя, °С;

m – масса исследуемого образца отложений до контакта с реагентом,

Г;

$m_1$  – масса нерастворимого остатка отложений после контакта с реагентом, г.

Растворяющую способность реагента в г/см<sup>3</sup> определяют по формуле:

$$C = \frac{m-m_1}{V} \cdot 100\%, \quad (3.2)$$

где  $V$  – объем растворителя, см<sup>3</sup>.

Согласно исследованиям Насыбуллина А.Ш., для начала было необходимо определить структурно-групповой состав АСПО ННМ.

Таблица 3.4 – Групповой состав АСПО ННМ

Содержание компонентов, %				Тип АСПО
Парафины (П)	Смолы (С)	Асфальтены (А)	Мех. примеси	
44,5	26,8	2,85	3,02	Парафинистый

Как показали результаты, нефть относится к типу парафинистой, так как в ней преобладает количество смол и парафинов, а также работает условие, что  $P/(A+C) > 1$ .

На втором этапе работы были исследована эффективность нескольких промышленно выпускаемых растворителей, которые приведены на рисунке 2.6.



Рисунок 3.6 – Растворители, применяемые в эксперименте

После проведения эксперимента была составлена таблица усредненных результатов и рисунок результатов исследования 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты испытаний эффективности промышленных растворителей по отношению к АСПО ННМ

Растворитель	Статический режим, 3,5 часа		Динамический режим, 20 мин	
	П, %	С, г/см <sup>3</sup>	П, %	С, г/см <sup>3</sup>
Толуол	88	110	97	123
ГФ	68	85	63	81
ЭБФ	61	78	70	89
ЛФ	75	94	66	84
ЖПП	93	116	78	98
Бентол	72	90	48	60

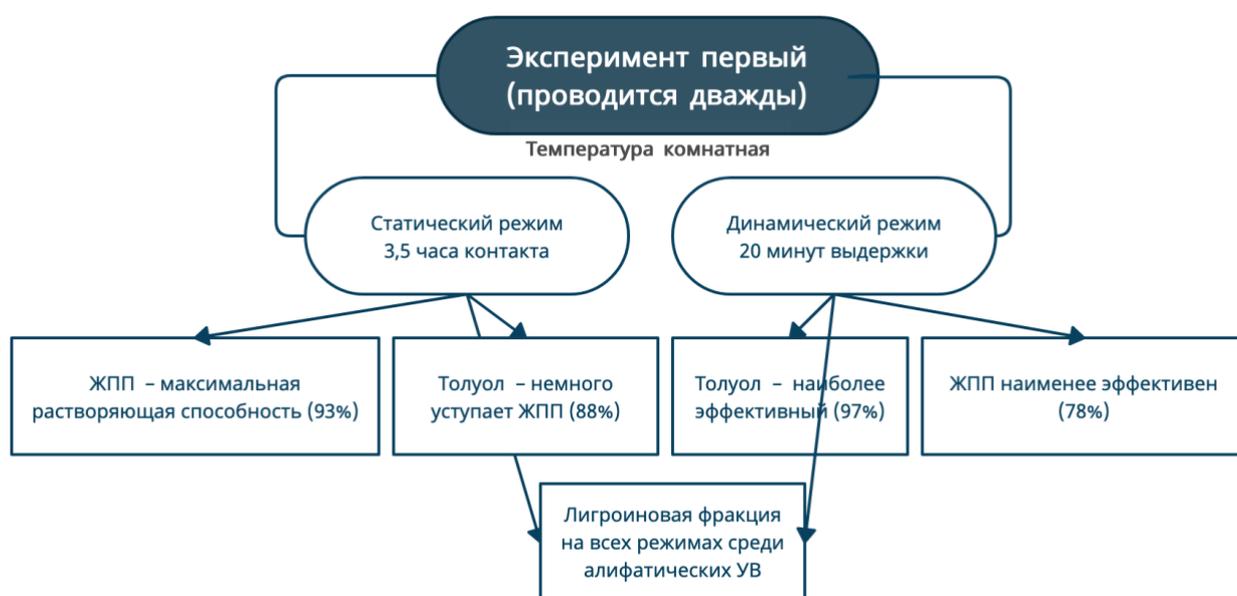


Рисунок 3.7 – Результаты первого опыта

Толуол и ЖПП были выбраны как наиболее эффективные для композиции. Для дальнейших исследований выбрана гексановая фракция вместо лигроиновой, так как она наиболее доступна.

АСПО ННМ содержит большое количество парафинов и смол. Парафины растворимы в легких алкановых углеводородах, таких как гексан и нефта, а также в ароматических углеводородах. Смолы и асфальтены хорошо растворимы в ароматических углеводородах (толуол, жидкие продукты пиролиза). Поэтому для наиболее эффективной композиции, в рамках ННМ, растворитель должен включать как алифатические, так и ароматические компоненты.

Для следующих исследований были составлены двухкомпонентные смеси, состоящие из алифатического типа соединения и ароматического. Исследуемые смеси приведены ниже на рисунке 3.8.



Рисунок 3.8 – Смеси подобранные для эксперимента

Результаты исследований приведены в таблице 3.7 и на рисунке 3.9.

Таблица 3.7 – Результаты испытаний эффективности композиций растворителей по отношению к АСПО ННМ

Композиция	Статический режим, 3,5 часа		Динамический режим, 20 мин	
	П, %	С, г/см <sup>3</sup>	П, %	С, г/см <sup>3</sup>
Толуол – ЛФ (75%:25%)	88	110	79	101
Толуол – ГФ (75%:25%)	80	102	84	108
ЖПП – ЛФ (75%:25%)	76	95	81	103

ЖПП – ГФ (75%:25%)	96	123	96	122
ЖПП – толуол (75%:25%)	77	97	77	100
ЖПП – толуол (50%:50%)	84	106	88	112



Рисунок 3.9 – Результаты второго опыта

Выбранная композиция может быть рекомендована для очистки данного ННМ. Следует отметить, что результативность, эффективность и скорость растворения отложений возрастает в динамическом режиме.

Согласно исследованиям при применении данного растворителя на реальном участке трубопровода при динамическом режиме – эффективность показывает снижение толщины стенки трубопровода: за первый час работы – 20%, за второй час – 18% и так далее с последующим снижением эффективности. Примерно за 6 часов применения постоянной дозировки реагента достигается 98–100% удаление всех асфальто-смоло-парафинистых отложений, что характеризует график на рисунке 3.10.



Так как эти процессы связаны с пропускной и несущей способностью трубопровода, в частности с коррозионным разрушением.

Были рассмотрены 3 вида растворителей АСПО, сочетающих в себе как минимум два основных свойства: хорошая растворяющая способность в растворе АСПО и антикоррозионные свойства.

Таблица 3.8 – Растворители АСПО с комбинирующими свойствами [30, 31, 32]

Растворители	СОНПАР 5402	ОFC-РИП марки П	LAWRUN ARPD
Состав	80% ароматических УВ, 20% алифатических УВ, ПАВ	ПАВ, алифатические, нафтеновые и ароматические УВ	Алифатические и ароматические УВ, ПАВ
Производитель	ЗАО «Опытный завод Нефтехим»	ООО «ТехноХимПром»	ООО «FUELAND»
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	720	820	760

### 3.4 Современные технологии очистки промышленных нефтепроводов и способы повышения их эффективности

Периодичность очистки определяется индивидуально для каждого нефтепровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемого продукта, но не реже 1 раза в квартал [33].

Применение механических скребков имеет ограничение по остановке оборудования для применения очистки трубопровода, а также наличия на участке КПП СОД. Важным условием запуска очистного устройства является минимальное проходное сечение трубопровода, которое должно составлять 85% от наружного диаметра трубопровода [34].

При механическом способе очистки могут быть использованы гелевые скребки из вязкоупругих полимерных жидкостей. Для очистки трубопровода с помощью гелевого скребка наличие КПП не требуется.

Указанный метод относится к числу перспективных средств повышения качества очистки трубопроводов. Полимерные композиции (гелевые поршни), согласно [35], служат для очистки полости трубопровода от механических загрязнений, воды и других жидкостей, удаления газовых пробок. Полимерные

композиции являются экологически безопасными и химически инертными, разработаны способы их утилизации. К недостатку композиций очистных устройств данного вида следует отнести агрессивные химические вещества, которые содействуют процессу коррозии металла стенок нефтепроводов. «Двойную» химическую очистку трубопровода делать бессмысленно.

С точки зрения экономических соображений применение данных поршней затратно для промыслового трубопровода.

При химическом методе производится закачка в трубопровод химреагентов, которые или снижают скорость отложения парафина (ингибиторы), или удаляют уже отложившийся парафин (растворители, диспергенты). Применение химических растворителей на данный момент является одним из оптимальных методов по удобству использования, затрат на реагент, борьбы сразу с несколькими проблемами, к тому же, после использования данного способа отложения становятся рыхлыми и полужидкими кристаллическими, что позволяет сравнительно легко их удалить естественным потоком жидкости в процессе эксплуатации трубопровода.

При термическом методе очистку трубопроводов от парафина производят путем подачи пара от передвижных паровых установок через паровпускные стояки, либо закачкой в трубопровод горячего теплоносителя с помощью агрегата депарафинизации АДП. Способ подачи теплоносителя [36] подразумевает нагрев жидкости в особых нагревателях и ввод ее в трубопровод путем прямой или обратной промывки. Обратная промывка более предпочтительна, так как при этом исключено образование парафиновых пробок, часто возникающих при прямой промывке.

### **3.4.1 Технология химической очистки нефтепровода от отложений**

Для определения участка, требующего химической очистки, выполняют следующие правила. По снятым эпюрам давления определяют участок, подверженный запарафиниванию, далее рассчитывают его объем, объем растворителя и подают его на данный участок.

					Методы борьбы с АСП отложениями	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Существуют два способа подачи реагента с помощью насосно-дозировочных установок: статический, при котором заданный участок перекрывают, но при условии наличия лупингов и байпасов, на 5-6 часов для необходимого времени контакта растворителя с отложениями и далее запускают трубопровод в эксплуатацию и динамический, то есть периодическая дозировка до того времени, пока снятые эпюры давления не придут в изначальный вид эксплуатации трубопровода или близкий к нему. Время выдержки растворителя в статическом режиме должно согласовываться с соответствующими службами.

Объем необходимого растворителя рассчитывают согласно методики [37] «ввод ингибитора парафиноотложения в трубопровод при проведении работ по внутритрубной очистке и диагностике».



Рисунок 3.11 – Внешний вид внутренней поверхности образца трубопровода до и после применения химического реагента [38]



Рисунок 3.12 – Химический реагент в транспортируемых емкостях [38]

					Методы борьбы с АСП отложениями	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52



1 – манометр электроконтактный; 2- манометрический трехходовой клапан; 3 – разделитель сред; 4 – предохранительный клапан; 5 – мембранное предохранительное устройство; 6 – горизонтальный обратный клапан; 7 – вертикальный обратный клапан; 8 – клапан дыхательный; 9 – трехходовой кран; 10 – клапан электромагнитный; 11,12 – пневмогидравлический аккумулятор; 13 – фильтр; 14 – датчик перепада давления; 15 – датчик температуры дозируемой жидкости; 16 – датчик уровня; 17 – датчик числа оборотов двигателя; 18 – датчик числа ходов плунжера; 19 – расходомер; 20 – датчик температуры масла в картере корпуса редуктора; 21- манометр; 22 – мановакуумметр

Рисунок 3.15 – Состав БНДР [39]

Также установка по вводу реагента (растворителя парафиноотложения) должна размещаться в контейнере, в состав которого должно входить оборудование, представленное на рисунке 3.15.

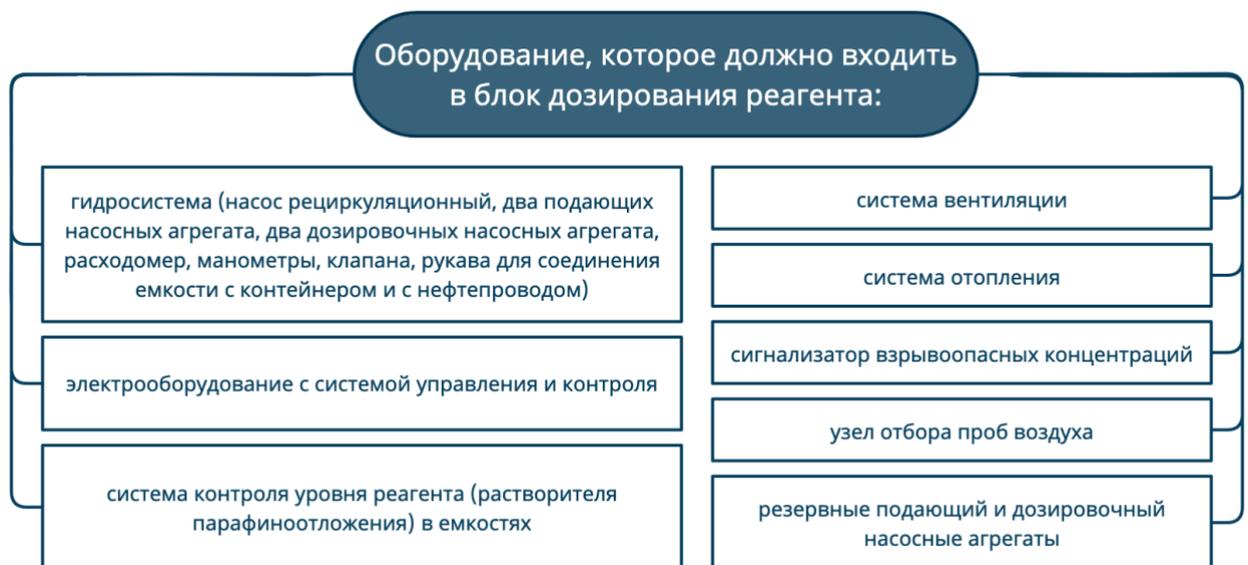


Рисунок 3.16 – Необходимое оборудование для БНДР

На пульт управления должна поступать следующая информация, представленная на рисунке 3.16.

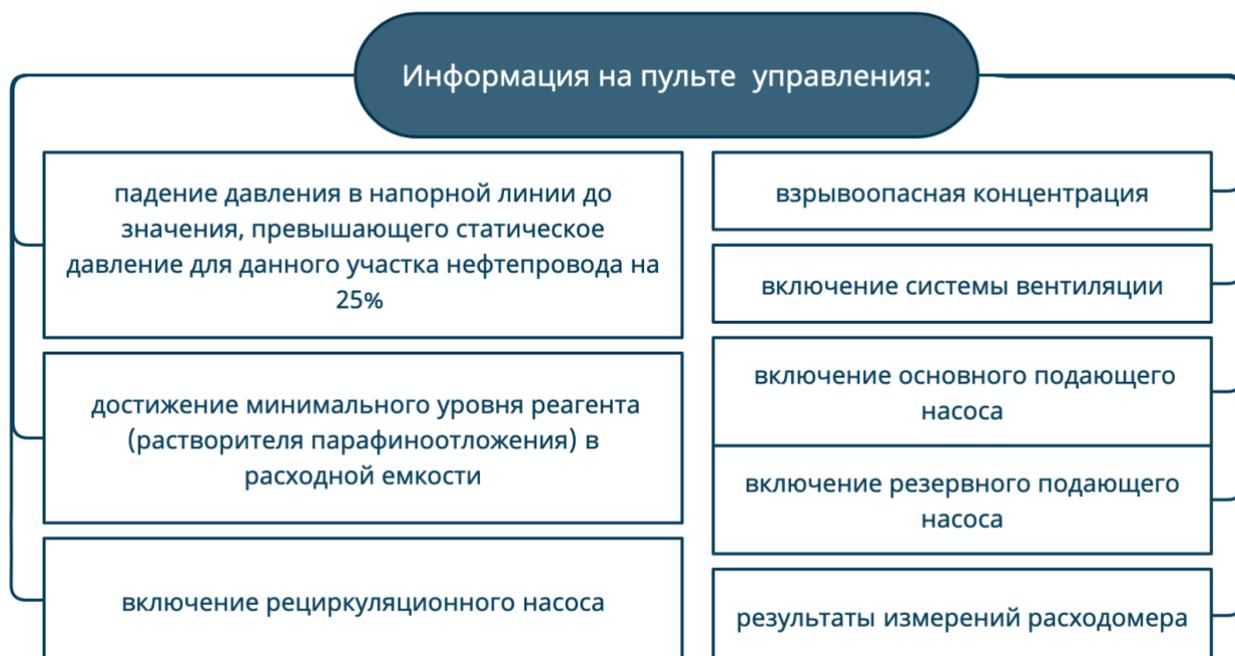


Рисунок 3.17 – Необходимая информация на пульте управления

### 3.4.2 Ввод в нефтепровод горячего теплоносителя

Применение технологии горячей промывки известно давно и широко используется для решения задач безаварийной эксплуатации добычного оборудования и оборудования наземной части, к которому относят промышленные нефтесборные и межпромысловые установки, кроме того, безусловно, эта технология применяется системе магистральных трубопроводных коммуникаций.

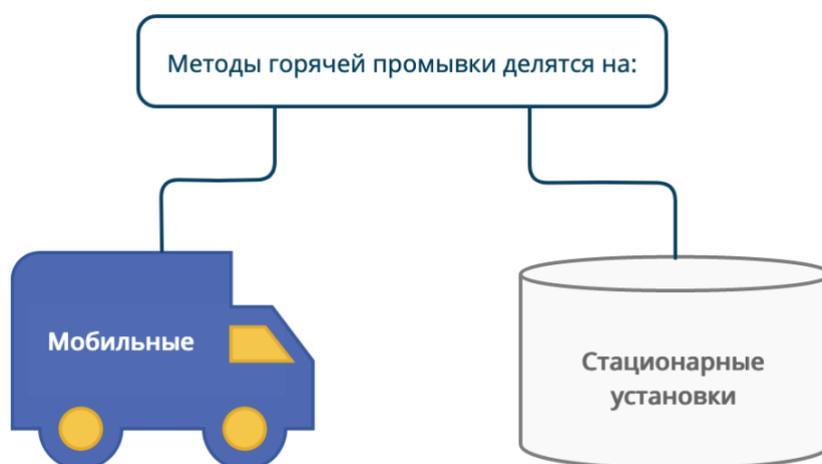


Рисунок 3.18 – Типы методов горячей промывки

К мобильным методам горячей промывки нефтепровода в настоящее время применяется агрегат АДПМ-12/150, изображенный на рисунке 3.18.



Рисунок 3.19 – Агрегат АДПМ 12/150 на шасси КамАЗ [40]

Процесс работы агрегата осуществляется по следующему принципу: нефть из автоцистерн поступает с помощью насоса и направляется в змеевик котла, где она подвергается нагреву и подается в трубопровод. Регулировка температуры нагрева производится путем изменения производительности насоса. Как правило, оптимальная работа обеспечивается при температуре 95-105 градусов. В качестве топлива для котла служит дизельное топливо. В случае отсутствия АДП нагрев нефти или воды в резервуарах или автоцистернах осуществляется при помощи передвижных паровых установок ППУ-2500/160. Установки ППУ производятся на базе вездеходных автомобилей КамАЗ и Урал. Механизм работы ППУ аналогичен принципу работы АДП.

Производительность ППУ составляет 1-1,2 тонны пара в час при температуре пара до 300 градусов.



Рисунок 3.20 – ППУ 2500/160 на шасси КамАЗ [41]

При стационарном методе применения горячей промывки используют специальные установки в виде пульсатора, приведенном на рисунке 2.20.

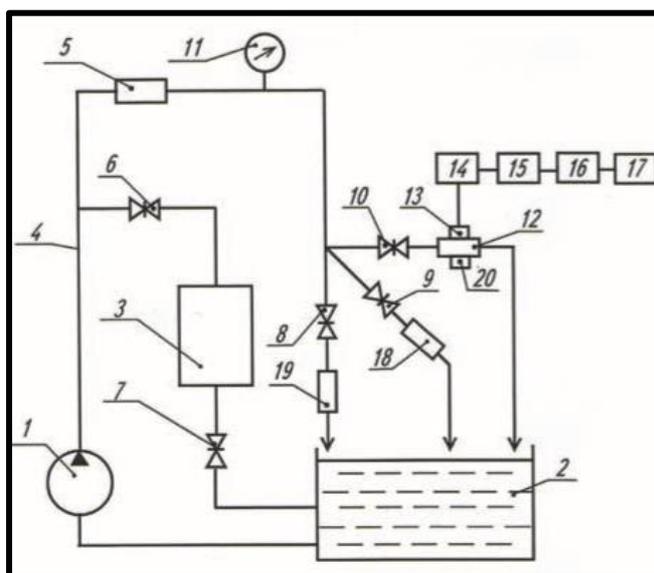


Рисунок 3.21 – Принципиальная схема лабораторного стенда [41]

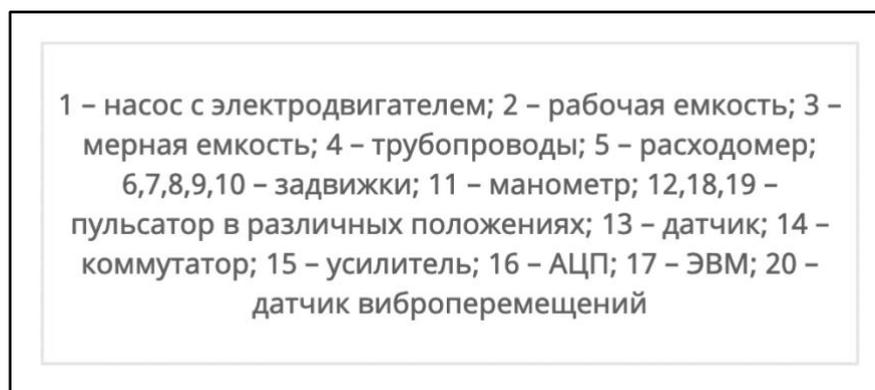


Рисунок 3.22 – Состав оборудования пульсатора [41]

Согласно исследованиям авторов [41], при удалении асфальтено-смолопарафиновых отложений горячей нефти и оборудования от отложений используются: установка депарафинизации АДПМ; гидромеханический пульсатор; приборы контроля расхода и давления; автоцистерна с товарной горячей нефтью с температурой 120 °С; трубопроводы для обвязки нефтепровода, пульсатор, автоцистерна и АДПМ. При очистке трубопровода от отложений пульсатор устанавливается на разрывной клапан трубопровода. При этом верхний переходник пульсатора подключается к линии перекачки горячего масла, а нижний переходник - к нефтепроводу.

Промывка трубопровода горячей товарной нефтью с температурой 120°С и объемом 20 м<sup>3</sup> осуществляется в течение двух часов. В процессе подачи горячей нефти контролируется достаточное количество термодинамических показателей.

Для данного механизма виброанализатора управление частотой гидродинамических волн создается за счет вибрации тела. Оценка эффективности очистки трубопровода путем снижения его рабочего давления.

Пульсирующе-промывочная очистка трубопровода от асфальтовых, смоляных и парафиновых отложений осуществляется следующим образом. Первоначально очистка происходит по длине зоны распространения гидродинамической волны.

Затем на очищенном участке происходит затухание, за счет этого гидродинамические волны расходятся дальше, и начинается очистка следующего участка трубопровода. Таким образом, очистка трубопровода от отложений осуществляется на всем протяжении распространения гидродинамических волн. Данные испытания показали, что использование пульсатора приводит к эффективным результатам и позволяет увеличить результативность очистки на 40 % по сравнению с обычной промывкой.

При горячей обработке следят за давлением, расходом и температурой рабочей жидкости. Все данные записывают в журнал учета горячих промывок, который ведет инженер-технолог для анализа депарафинизации трубопровода.

### **Заключение**

Опираясь на литературный обзор и учитывая характеристику объекта наиболее подходящий метод по борьбе с парафиновыми отложениями, с учетом всех ограничений, является применение химического растворителя. Комбинация методов горячей промывки с реагентом также является эффективной, но так как способ удаления учтен с тем, что нет возможности останавливать перекачку потока по трубопроводу, то заливать с помощью агрегатов в трубу необходимо было бы горячую воду для того, чтобы смыть мягкие, рыхлые остатки отложений. Но сепарация технологической воды от нефти требует дополнительных затрат на ее утилизацию или переработку, очистку. Поэтому выбор пал на применение ХР с учетом всех условий и ограничений, а рыхлые, мягкие отложения после его применения свободно вымываются потока перекачиваемой нефти.

Как показывает проведенный литературный обзор все методы делятся на две группы: когда систему необходимо отключить и когда отключать систему не требуется (применяются периодические очистки). Недостатком отключения системы является то, что не во всех технологических процессах данный метод может быть применим.

По мере эксплуатации трубопровода отключение системы без наличия лупингов и байпасов может привести к финансовым потерям, что, разумеется,

					Методы борьбы с АСП отложениями	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

может привести к недовольству заказчика. Поэтому система динамической или периодической перекачки наиболее выгодна в большинстве случаев.

					Методы борьбы с АСП отложениями	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

#### 4 Расчеты участков промышленного трубопровода

В процессе перекачки нефти с динамической вязкостью  $\mu_1$  и плотностью  $\rho_1$ , объемным расходом  $Q$  по трубопроводам с длинами  $L$  метров, диаметрами  $d$  и абсолютной эквивалентной шероховатости  $\Delta$ , образуется слой парафина толщиной 5 мм на стенках трубопровода за два месяца эксплуатации нефтесборного промышленного трубопровода. Скорость потока в трубопроводе после введения растворителя установлена с помощью специальных датчиков.

Целью является рассчитать изменение объемного расхода, потери напора на трение, потери давления по длине трубопровода при перекачке нефти до введения растворителя АСПО и после введения с динамической вязкостью нефти  $\mu_2$  и плотностью  $\rho_2$ .

Таблица 4.1 – Исходные показатели

Показатель	Значение	Размерность
1	2	3
██	██████	██████
██	██████	██████
Динамическая вязкость нефти до введения растворителя на участке ██████████	██████	██████
Динамическая вязкость нефти до введения растворителя на участке ██████████	██████	██████
Динамическая вязкость нефти до введения растворителя на участке ██████████	██████	██████
Динамическая вязкость нефти после введения растворителя на участке ██████████	██████	██████
Динамическая вязкость нефти после введения растворителя на участке ██████████	██████	██████
Динамическая вязкость нефти после введения растворителя на участке ██████████	██████	██████
Плотность нефти до введения растворителя на участке ██████████	██████	██████

					Выбор оптимальной технологии очистки участка промышленного нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений		
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Расчеты участков промышленного трубопровода		
Разраб.		Шафикова В.В.		10.06.21			
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.21	Лит.	Лист	Листов
Консульт.						61	131
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.21	Отделение нефтегазового дела группа 2Б7А		

Плотность нефти до введения растворителя на участке ██████████	████████	████████
Плотность нефти до введения растворителя на участке ██████████	████████	████████
Плотность нефти после введения растворителя ██████████	████████	████████
Плотность нефти после введения растворителя ██████████	████████	████████
Плотность нефти после введения растворителя ██████████	████████	████████
Скорость потока после введения растворителя ██████████	████████	████████
Скорость потока после введения растворителя ██████████	████████	████████
Скорость потока после введения растворителя ██████████	████████	████████
Длина трубопровода общая	████████	████████
Длина ██████████	████████	████████
Длина участка ██████████	████████	████████
Длина участка ██████████	████████	████████
Диаметр первых трубопроводов до введения растворителя	████████	████████
Диаметр первых трубопроводов после введения растворителя	████████	████████
Диаметр второго трубопровода до введения растворителя	████████	████████
Диаметр второго трубопровода после введения растворителя	████████	████████
Диаметр третьего трубопровода до введения растворителя	████████	████████

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Диаметр третьего трубопровода после введения растворителя	■	■
Абсолютная эквивалентная шероховатость	■	■
Разность геодезических отметок	■	■

Гидравлический расчет проводится согласно методике, изложенной в учебном пособии [7] Сваровской Н.А.

Система трубопроводов данной категории реализует подход последовательное соединение труб разного диаметра. В этом случае расход жидкости остается постоянным по всей длине трубопровода ( $Q = \text{const}$ ), и потери напора в трубопроводе будут равны сумме потерь напора на участках.

#### 4.1 Алгоритм расчета потерь напора на трение и на давление

1. Расчет кинематической вязкости:

$$\nu_1 = \frac{\mu_1}{\rho_1}, \quad (4.1)$$

где  $\nu_1$  – кинематическая вязкость нефти до введения растворителя, м<sup>2</sup>/с;

$\mu_1$  – динамическая вязкость нефти до введения растворителя, Па·с;

$\rho_1$  – плотность нефти до введения растворителя, кг/м<sup>3</sup>

2. Площадь поперечного сечения для трубопровода круглого сечения:

$$S_1 = \frac{\pi \cdot d_1^2}{4}, \quad (4.2)$$

где  $S_1$  – площадь поперечного сечения для трубопровода, м<sup>2</sup>;

$d_1$  – Диаметр трубопровода до введения растворителя, м.

3. Расчет скорости потока жидкости:

$$\omega_1 = \frac{Q_1}{S_1}, \quad (4.3)$$

где  $\omega_1$  – скорость потока жидкости в трубопроводе, м/с;

$Q_1$  – Объемный расход, м<sup>3</sup>/сут.

					Расчеты участков промыслового трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

4. Значение числа Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d_1}{\nu_1}, \quad (4.4)$$

где  $Re_1$  – параметр Рейнольдса.

В зависимости от числа Рейнольдса рассчитывается значение гидравлического коэффициента трубопровода и определяем режим течения с помощью необходимой формулы (4.4\*).

5. Определение величины потери напора на трение по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_{T1} = \frac{\lambda_1 \cdot L \cdot \omega_1^2}{d_1 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z, \quad (4.5)$$

где  $h_{T1}$  – потери напора на трение по длине наклонного трубопровода круглого сечения, м;

$\Delta Z$  – Разность геодезических отметок, м.

6. Расчет потери давления по длине трубопровода:

$$\Delta P_1 = \frac{\lambda_1 \cdot L \cdot \omega_1^2 \cdot \rho_1}{d_1 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_1 \cdot g, \quad (4.6)$$

где  $\Delta P_1$  – потери давления по длине трубопровода, МПа;

$L$  – длина трубопровода, м.

7. Определение отношения потери напора и давления в первом и во втором случае:

$$\frac{h_{T2}}{h_{T1}}, \quad (4.7)$$

$$\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1}. \quad (4.8)$$

					Расчеты участков промышленного трубопровода	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 4.2 Расчет потери напора и давления до и после введения растворителя

Таблица 4.2 – Расчет гидравлических потерь до введения растворителя и после

До введения растворителя	После введения растворителя	Формулы
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
$v_1 = \frac{\mu_1}{\rho_1} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$ $v_2 = \frac{\mu_2}{\rho_2} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$ $v_3 = \frac{\mu_3}{\rho_3} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$	$v_1 = \frac{\mu_1}{\rho_1} = \frac{0,012}{845} = 0,14 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ $v_2 = \frac{\mu_2}{\rho_2} = \frac{0,010}{846} = 0,18 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ $v_3 = \frac{\mu_3}{\rho_3} = \frac{0,10}{845} = 0,18 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$	(4.1)
$S_1 = \frac{\pi \cdot d_1^2}{4} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$ $S_2 = \frac{\pi \cdot d_2^2}{4} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$ $S_3 = \frac{\pi \cdot d_3^2}{4} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$	$S_1 = \frac{\pi \cdot d_1^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0,098^2}{4} = 0,0075 \text{ м}^2$ $S_2 = \frac{\pi \cdot d_2^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0,257^2}{4} = 0,052 \text{ м}^2$ $S_3 = \frac{\pi \cdot d_3^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0,309^2}{4} = 0,075 \text{ м}^2$	(4.2)
$\omega_1 = \frac{Q_1}{S_1} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$ $\omega_2 = \frac{Q_2}{S_2} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$ $\omega_3 = \frac{Q_3}{S_3} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$	$Q_1 = \omega_1 \cdot S_1 = 0,51 \cdot 0,0075 \cdot 86\,400 = 331 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_2 = \omega_2 \cdot S_2 = 0,47 \cdot 0,052 \cdot 86\,400 = 2\,112 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_3 = \omega_3 \cdot S_3 = 0,325 \cdot 0,075 \cdot 86\,400 = 2\,106 \text{ м}^3/\text{сут}$	(4.3)

$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d_1}{\nu_1} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$ $Re_2 = \frac{\omega_2 \cdot d_2}{\nu_2} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$ $Re_3 = \frac{\omega_3 \cdot d_3}{\nu_3} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$	$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d_1}{\nu_1} = \frac{0,51 \cdot 0,098}{0,14 \cdot 10^{-4}} = 3\,570$ $Re_2 = \frac{\omega_2 \cdot d_2}{\nu_2} = \frac{0,47 \cdot 0,257}{0,18 \cdot 10^{-4}} = 6\,711$ $Re_3 = \frac{\omega_3 \cdot d_3}{\nu_3} = \frac{0,325 \cdot 0,309}{0,18 \cdot 10^{-4}} = 5\,579$	(4.4)
<p>Так как <math>Re_{1,2,3} &lt; Re_{кр}</math>, то режим течения ламинарный.          Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитываем по формуле Стокса. Расчет коэффициента гидравлического сопротивления:</p> $\lambda_1 = \frac{64}{Re} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$ $\lambda_2 = \frac{64}{Re} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$ $\lambda_3 = \frac{64}{Re} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$	<p>Так как <math>Re_{1,2,3} &gt; Re_{кр}</math>, то режим течения турбулентный.          Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитываем по формуле Блазиуса.          Расчет коэффициента гидравлического сопротивления:</p> $\lambda_1 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = \frac{0,3164}{7,73} = 0,041$ $\lambda_2 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = \frac{0,3164}{9,05} = 0,035$ $\lambda_3 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = \frac{0,3164}{8,64} = 0,037$	(4.4*)
$h_{\tau 1} = \frac{\lambda_1 \cdot L \cdot \omega_1^2}{d_1 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} + \blacksquare \approx \blacksquare$ $h_{\tau 2} = \frac{\lambda_2 \cdot L \cdot \omega_2^2}{d_2 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} + \blacksquare \approx \blacksquare$ $h_{\tau 3} = \frac{\lambda_3 \cdot L \cdot \omega_3^2}{d_3 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} + \blacksquare \approx \blacksquare$ $h_{общ1} = \blacksquare$	$h_{\tau 1} = \frac{\lambda_1 \cdot L \cdot \omega_1^2}{d_1 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} + \blacksquare \approx \blacksquare$ $h_{\tau 2} = \frac{\lambda_2 \cdot L \cdot \omega_2^2}{d_2 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} + \blacksquare \approx \blacksquare$ $h_{\tau 3} = \frac{\lambda_3 \cdot L \cdot \omega_3^2}{d_3 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} + \blacksquare \approx \blacksquare$ $h_{общ2} = \blacksquare$	(4.5)

$\Delta P_1 = \frac{\lambda_1 \cdot L \cdot \omega_1^2 \cdot \rho_1}{d_1 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_1 \cdot g = \frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■}} + \text{■■} = \text{■■■■}$ $\Delta P_2 = \frac{\lambda_2 \cdot L \cdot \omega_2^2 \cdot \rho_2}{d_2 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_2 \cdot g = \frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■}} + \text{■■} = \text{■■■■}$ $\Delta P_3 = \frac{\lambda_3 \cdot L \cdot \omega_3^2 \cdot \rho_3}{d_3 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_3 \cdot g = \frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■}} + \text{■■} = \text{■■■■}$ $\Delta P_{\text{общ1}} = \text{■■■■}$	$\Delta P_1 = \frac{\lambda_1 \cdot L \cdot \omega_1^2 \cdot \rho_1}{d_1 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_1 \cdot g = \frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■}} + \text{■■} = \text{■■■■}$ $\Delta P_2 = \frac{\lambda_2 \cdot L \cdot \omega_2^2 \cdot \rho_2}{d_2 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_2 \cdot g = \frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■}} + \text{■■} = \text{■■■■}$ $\Delta P_3 = \frac{\lambda_3 \cdot L \cdot \omega_3^2 \cdot \rho_3}{d_3 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_3 \cdot g = \frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■}} + \text{■■} = \text{■■■■}$ $\Delta P_{\text{общ2}} = \text{■■■■}$	(4.6)
$\frac{h_{\tau 1}}{h_{\tau 2}} = \frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■}} \approx \text{■■■■}$		(4.7)
$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■}} \approx \text{■■■■}$		(4.8)

В результате расчетов гидравлических потерь по участку нефтесборного промышленного трубопровода до и после введения растворителя, выяснилось, что режим течения с ламинарного перешел на турбулентный после введения химического растворителя рисунок 4.1, к тому же, потери напора при транспортировке менее вязкой нефти уменьшились на ■, а перепад давления уменьшился на ■■■■■ что составляет ■■■■■ Па. Пропускная способность трубопровода увеличилась, что свидетельствует о том, что реагент эффективно очистил трубопровод от АСПО, изменив объемный расход трубопровода. Меньшие перепады давления удостоверяют нас в том, что эпюры давления также стали меньше, следовательно, очистка трубопровода более не требуется. Давление достигло своего эксплуатационного значения на каждом из участков за время равное шести часам дозировки растворителя в трубопровод, рисунок 4.2 (а,б,в).



Рисунок 4.1 – График перехода ламинарного режима течения на турбулентный

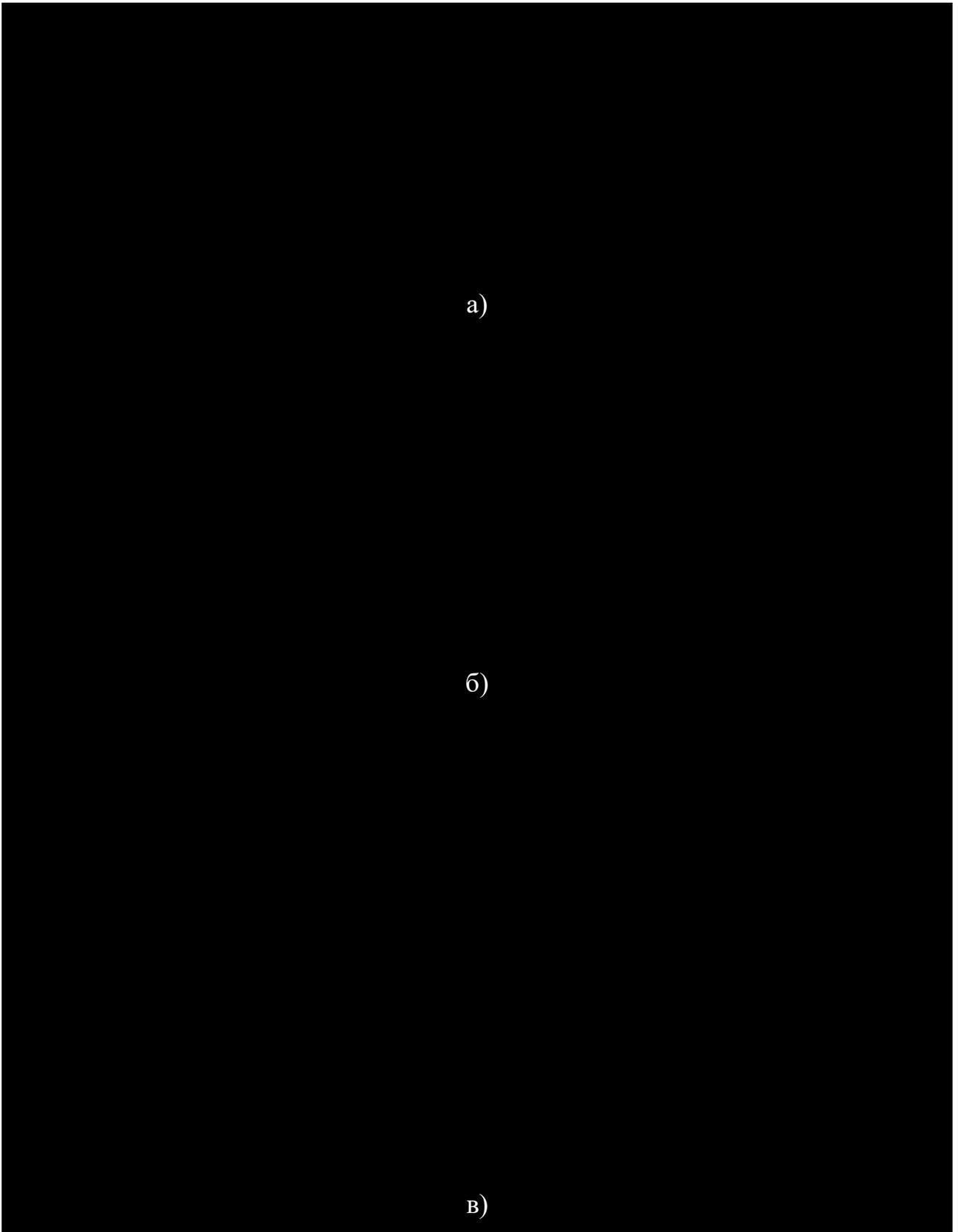


Рисунок 4.2 (а,б,в) – Зависимость изменения давления от времени

					Расчеты участков промышленного трубопровода	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 4.3 Расчет производительности дозирочного насоса блока подачи реагента в нефтепровод

**Цель расчета:** определение расхода растворителя АСПО для его дозировки в БНДР.

**Исходные данные для расчета:**

Плотность растворителя СОНПАР 5402 – 720 кг/м<sup>3</sup>;

Плотность растворителя OFC-РИП марки П – 820 кг/м<sup>3</sup>;

Плотность растворителя LAWRUN ARPD – 760 кг/м<sup>3</sup>;

Гидравлические показатели раздела 4.

Согласно методике [37], порядок расчета производительности дозирочного насоса блока подачи реагента (растворителя АСП отложений) в нефтепровод проводится в несколько этапов.

С помощью таблицы 4.3 возможно увидеть наиболее подходящий расход растворителя АСПО с учетом, что дозировка реагента 200 г/т.

Таблица 4.3 – Расход растворителя АСПО в зависимости от диаметра нефтепровода и скорости перекачки, л/час (дозировка реагента АСПО 200 г/т)

Диаметр, мм	Скорость потока, м/с														
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,5	1,7	2	2,2	2,5
1020	176	235	294	353	412	470	529	588	647	706	882	1000	1176	1293	1470
820	113	151	188	226	263	301	339	376	414	452	564	640	753	828	941
720	86	115	144	173	202	230	259	288	317	346	432	490	576	634	720
530	44	59	73	88	103	118	132	147	162	176	220	250	294	323	367
426	28	38	47	56	66	75	85	94	103	113	141	160	188	207	235
377	22	29	36	43	50	58	65	72	79	86	108	122	144	158	180
325	16	21	26	32	37	42	48	53	58	63	79	90	106	116	132
273	11	15	18	22	26	29	33	37	40	44	55	62	73	81	92
219	7	9	12	14	16	19	21	24	26	28	35	40	47	52	59
159	4	5	7	8	9	11	12	13	15	16	20	22	26	29	33

Учитывая скорость потока нефти, то для диаметра [ ] мм скорость потока до введения реагента [ ] м/с, для диаметра [ ] мм скорость потока до введения реагента [ ] м/с соответственно и для диаметра [ ] мм скорость потока [ ]. Следовательно, на первом участке необходимый расход растворителя [ ] л/час или [ ] л/сутки и для второго участка [ ] л/час или [ ] л/сутки – подходящий расход растворителя для данных участков трубопровода.

Расход нефти по нефтепроводу (кг/ч) определяется по формуле:

$$Q_1 = 3600(\omega \cdot S \cdot \rho_H), \quad (4.9)$$

где  $S$  – площадь внутреннего сечения трубопровода, м<sup>2</sup>;

$\omega$  – скорость перекачки, м/с;

$\rho_H$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Расход растворителя АСПО или производительность дозирочного насоса (л/час) определяется по формуле:

$$Q_{p.АСПО} = \frac{Q_1 \cdot q_{p.АСПО}}{\rho_{p.АСПО}}, \quad (4.10)$$

где  $q_{p.АСПО}$  – дозировка растворителя, г/кг;

$\rho_{p.АСПО}$  – плотность растворителя, кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 4.4 – Результаты расчетов расхода растворителя, л/час

Растворители	Расход растворителя для участка от кустов до Вр	Расход растворителя от Вр <sub>1</sub> до Вр <sub>2</sub>	Расход растворителя от Вр <sub>2</sub> до УПСВ
СОНПАР 5402	■	■	■
ОFC-РИП Марки П	■	■	■
LAWRUN ARPD	■	■	■

Согласно расчетам, приведенным в таблице 4.4, наиболее эффективный растворитель для данных участков нефтесборных промысловых трубопроводов является – OFC-РИП марки П, так как при заданных параметрах имеет наименьший расход, но все три растворителя по своему составу достаточно эффективны и имеют комбинированные свойства, но в заданных условиях менее производительны по сравнению с выбранным.

## 5 Основы технологических расчетов на прочность

Участок нефтесборного промыслового трубопровода предназначен для транспортировки нефти, следовательно, необходимо рассчитать прочностные характеристики согласно стандарту ГОСТ Р 55990-2014 [45].

Расчет трубопровода на прочность проводится после выбора его основных параметров СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов»[46]. Трубы диаметром ■■■ мм и ■■■ мм, толщина стенки 8 мм, марка стали ■■■. Основные исходные данные к расчету прочностных характеристик нефтепровода представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные к расчету

Параметр	Значение
Нормативный предел прочности (временное сопротивление)	$\sigma_u = 440$ МПа
Нормативный предел текучести	$\sigma_y = 270$ МПа
Рабочее давление	$p =$ ■■■ МПа
Наружный диаметр	$D_1$ ■■■ мм и $D_2$ ■■■ мм $D_3$ ■■■ мм
Коэффициент Пуассона	$\mu = 0,3$
Модуль упругости	$E = 206\,000$ МПа
Коэффициент линейного расширения	$\alpha = 13 \cdot 10^{-6} (\text{°C})^{-1}$
Температурный перепад	$\Delta T =$ ■■■ °C
Радиус упругого изгиба	$R = 450$ м

Выбор оптимальной технологии очистки участка промыслового нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений					
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	
Разраб.		Шафикова В.В.		10.06.21	
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.21	
Консульт.					
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.21	
Основы технологических расчетов на прочность					
			Лит.	Лист	Листов
				72	131
Отделение нефтегазового дела группа 2Б7А					

## 5.1 Определение толщины стенки труб

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) по прочности  $R_u$  и по текучести  $R_y$  материала труб для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, следует определять по формулам (5.1) и (5.2):

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{tu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u, \quad (5.1)$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{ty} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y, \quad (5.2)$$

где  $\gamma_d$  – коэффициент условий работы трубопровода;  
 $\sigma_u$  – нормативный предел прочности (временное сопротивление), МПа;  
 $\sigma_y$  – нормативный предел текучести, МПа;  
 $\gamma_{tu}$  – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности (1,55);  
 $\gamma_{ty}$  – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести (1,15);  
 $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности трубопровода (1,10).

Значения коэффициента условий работы  $\gamma_d$  для трубопроводов, транспортирующих продукты без содержания сероводорода, следует принимать в зависимости от категории участка по данным таблицы 5.2.

Таблица 5.2 – Значения коэффициента условий работы трубопровода  $\gamma_d$

Категория участка трубопровода	Коэффициент условий работы трубопровода $\gamma_d$
Н	0,921
С	0,767
В	0,637

Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности  $\gamma_{tu}$  следует принимать в зависимости от характеристик труб согласно данным таблицы 5.3.

Таблица 5.3 – Значения коэффициента надежности по материалу труб  $\gamma_{tu}$

№	Характеристика труб	$\gamma_{tu}$
1	Сварные трубы из стали контролируемой прокатки и термически упрочненных труб	1,34
2	Сварные трубы из нормализованной стали	1,40
3	Сварные трубы, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом	1,47
4	Прочие бесшовные и сварные трубы	1,55

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 [45], нефтепровод относится к категории Н (нормальная). Так как рассматриваемые трубы из стали 09Г2С являются трубам стальными бесшовными нефтегазопроводными повышенной эксплуатационной надежности, то значения коэффициентов  $\gamma_d$  и  $\gamma_{tu}$  принимаем равными 0,921 и 1,55 соответственно.

Выполним расчет сопротивлений  $R_u$  и  $R_y$  по формулам (5.1) и (5.2):

$$R_u = \frac{0,921}{1,55 \cdot 1,1} \cdot 440 = 238 \text{ МПа,}$$

$$R_y = \frac{0,921}{1,15 \cdot 1,1} \cdot 270 = 197 \text{ МПа.}$$

Расчетная толщина стенки трубы  $t_d$  определяется как большее из двух значений, каждое из которых зависит от предела текучести и предела прочности (временного сопротивления) материала труб:

$$t_d = \max\{t_u; t_y\}, \quad (5.3)$$

где  $t_u$  – толщина стенки, определяемая по пределу прочности, мм;

$t_y$  – толщина стенки, определяемая по пределу текучести, мм.

Расчетную толщину стенки, определяемой по пределу прочности  $t_u$  или по пределу текучести  $t_y$ , следует определять по формулам (3.4) и (3.5):

$$t_u = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u}, \quad (5.4)$$

$$t_y = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y}, \quad (5.5)$$

где  $\gamma_{fp}$  – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);

$p$  – рабочее давление, МПа;

$D$  – наружный диаметр, мм

					Основы технологических расчетов на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Значения коэффициента надежности по нагрузке  $\gamma_{fp}$  принимается согласно СП 284.1325800.2016 [47]. Так как способ прокладки трубопровода наземный, нагрузки постоянные и с учетом веса давления грунта, то значение коэффициента надежности по нагрузке  $\gamma_{fp}$  равняется 1,1.

Выполним расчет толщины стенки по формулам (5.4-5.5):

$$t_{u1} = \frac{1,1 \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare}{2 \cdot \blacksquare} = \blacksquare \text{ мм}, t_{u2} = \frac{1,1 \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare}{2 \cdot \blacksquare} = \blacksquare \text{ мм},$$

$$t_{u3} = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot \blacksquare}{2 \cdot \blacksquare} = \blacksquare \text{ мм}$$

$$t_{y1} = \frac{1,1 \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare}{2 \cdot \blacksquare} = \blacksquare \text{ мм}, t_{y2} = \frac{1,1 \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare}{2 \cdot \blacksquare} = \blacksquare \text{ мм},$$

$$t_{y3} = \frac{1,1 \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare}{2 \cdot \blacksquare} = \blacksquare \text{ мм}$$

Согласно формуле (5.3) расчетная толщина стенки трубы  $t_d$  определяется как большее из двух значений  $t_u$  и  $t_y$ . Следовательно,  $t_{d1} = \blacksquare$  мм и  $t_{d2} = \blacksquare$  мм,  $t_{d3} = \blacksquare$  мм. Номинальная толщина стенки трубы будет составлять  $t_n = \blacksquare$ , согласно Санкт-Петербургскому заводу [48].

Увеличение толщины стенки трубы по сравнению с расчетным значением из-за конструктивной схемы прокладки для припуска на коррозию допускается как прибавка на компенсацию коррозионного износа в 0,1 мм/год для расчетного срока службы трубопровода.

## 5.2 Проверка условий прочности

Далее выполним проверку условий прочности, состоящих в выполнении проверок кольцевых, продольных и эквивалентных напряжений.

Условие прочности для кольцевых напряжений  $\sigma_h$ , на трубопроводах, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, проверяется по формуле (5.6).

$$\sigma_h \leq \min\{R_u; R_y\}, \quad (5.6)$$

где  $R_u$  – расчетное сопротивление растяжению/сжатию по прочности, МПа;  
 $R_y$  – расчетное сопротивление растяжению/сжатию по текучести, МПа.

Расчет кольцевых напряжений от внутреннего давления  $\sigma_h$  осуществляется по формуле (5.7).

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n}, \quad (5.7)$$

где  $\gamma_{fp}$  – коэффициент надежности по нагрузке (1,2);  
 $p$  – рабочее давление, МПа;  
 $D$  – наружный диаметр, мм;  
 $t_n$  – толщина стенки трубы номинальная, мм.

Выполним расчет кольцевых напряжений по формуле 5.7 и проверку условия прочности по 5.6.

$$\sigma_{h1} = \frac{1,1 \cdot \blacksquare}{2 \cdot \blacksquare} = \blacksquare \text{ МПа}, \quad \sigma_{h2} = \frac{1,1 \cdot \blacksquare}{2 \cdot \blacksquare} = \blacksquare \text{ МПа}$$

$$\sigma_{h3} = \frac{1,1 \cdot \blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare \text{ МПа.}$$

$\blacksquare$   
 $\blacksquare$   
 $\blacksquare$

Условие прочности для кольцевых напряжений *выполняется*.

Далее выполняется проверка условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений по формулам (5.8) и (5.9):

$$\sigma_l \leq f_l \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0; \quad (5.8)$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l < 0; \quad (5.9)$$

где  $\sigma_l$  – продольное напряжение, МПа;  
 $\sigma_{eq}$  – эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;  
 $\sigma_y$  – нормативный предел текучести материала труб, МПа;  
 $f_l, f_{eq}$  – расчетные коэффициенты для проверки соответственно продольных и эквивалентных напряжений, принимаемые в зависимости от стадии "жизни" трубопровода в соответствии с данными таблицы 5.4.

Таблица 5.4 – Значение расчетных коэффициентов  $f_I$  и  $f_{eq}$

Расчетный коэффициент	Строительство	Гидростатические испытания	Эксплуатация трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие H <sub>2</sub> S
$f_I$	0,70	0,80	0,60
$f_{eq}$	0,96	1,00	0,90

Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса  $\sigma_{eq}$ , вычисляем по формуле:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \cdot \sigma_I + \sigma_I^2}, \quad (5.10)$$

где  $\sigma_h$  – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;  
 $\sigma_I$  – продольное напряжение, МПа.

Продольные напряжения  $\sigma_I$  для подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений вычисляются по формуле:

$$\sigma_I = \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R}, \quad (5.11)$$

где  $\mu$  – коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);  
 $E$  – модуль деформации материала труб (переменный), МПа;  
 $D$  – наружный диаметр трубы, номинальный, м;  
 $R$  – радиус упругого изгиба, м;  
 $\alpha$  – коэффициент линейного температурного расширения, (°C)<sup>-1</sup>;  
 $\Delta T$  – температурный перепад, °C.

Рассчитаем продольные напряжения согласно формуле (5.11):

$$\sigma_I = \blacksquare$$

$$\sigma_I^- = \blacksquare; \quad \sigma_I^+ = \blacksquare$$

$$\sigma_2 = \blacksquare$$

$$\sigma_2^- = \blacksquare; \quad \sigma_2^+ = \blacksquare$$

$$\sigma_3 = \text{[redacted]};$$

$$\sigma_3^- = \text{[redacted]}; \sigma_4^+ = \text{[redacted]}.$$

Для дальнейших расчетов принимаем наибольшее по модулю значение. По формуле 5.10 рассчитаем эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса:

$$\sigma_{eq1} = \text{[redacted]} = \text{[redacted]},$$

$$\sigma_{eq2} = \text{[redacted]} = \text{[redacted]},$$

$$\sigma_{eq3} = \text{[redacted]} = \text{[redacted]}.$$

По условиям (5.8) и (5.9) выполним проверку трубопровода на прочность для продольных и эквивалентных напряжений:

$$\sigma_1 \leq f_I \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_1 \geq 0; \quad \text{[redacted]}$$

$$\sigma_{eq1} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_1 < 0; \quad \text{[redacted]}.$$

$$\sigma_2 \leq f_I \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_2 \geq 0; \quad \text{[redacted]}$$

$$\sigma_{eq2} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_2 < 0; \quad \text{[redacted]}.$$

$$\sigma_3 \leq f_I \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_3 \geq 0; \quad \text{[redacted]};$$

$$\sigma_{eq3} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_3 < 0; \quad \text{[redacted]}.$$

Оба условия прочности *выполняются* с достаточным запасом. Соответственно, все три условия прочности, согласно [45], **выполнены**. На этом расчет на прочность нефтесборного промыслового трубопровода из стали [redacted] для транспорта нефти в смеси с разбавителем можно считать **завершенным**.

## 6 Социальная ответственность

В настоящее время асфальто-смолисто-парафиновые отложения являются актуальной проблемой для любого предприятия в отрасли нефтегазового дела. Существует множество мероприятий и различных методов по борьбе с данной проблемой в промышленном трубопроводе. Трубопроводчик линейный обеспечивает применение данных методов по линейному участку промышленного трубопровода. Промысловые трубопроводы представляют из себя капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на длительный срок эксплуатации и предназначенные для бесперебойной транспортировки газа, нефти и нефтепродуктов. Как только пропускная способность трубопровода снижается, которая отслеживается операторами, работающими на промысле, трубопроводчику линейному следует выполнить должностные обязанности по устранению отложений и осложнений в нефтепроводе для дальнейшей бесперебойной перекачке продукта.

В рамках данного раздела рассматриваются мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации промышленного нефтепровода и работы трубопроводчика линейного в области безопасности жизнедеятельности в соответствии с трудовым законодательством.

В ходе выпускной квалификационной работы смоделирован участок промышленного нефтепровода с заданными технологическими и гидравлическими параметрами до и после введения химического растворителя трубопроводчиком линейным.

Трудовая деятельность работающего на производстве должна регулироваться правилами охраны труда и единой системой управления промышленной безопасностью. Должны быть установлены четкие требования к безопасной организации работ и местам их проведения.

					Выбор оптимальной технологии очистки участка промышленного нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений					
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Социальная ответственность					
Разраб.		Шафикова В.В.		10.06.21				Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.21					79	131
Консульт.								Отделение нефтегазового дела группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.21						

Вопрос экологической безопасности на объектах нефтедобычи является чрезвычайно важным.

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

В своей деятельности трубопроводчик линейный должен руководствоваться утвержденными правилами и нормативными документами:

а) В области охраны труда и промышленной безопасности:

– «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ [49];

– Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ [50];

– «Правилами промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств» ПБ 09-563-2003 от 29.05.2003г [51];

б) В области пожарной безопасности:

– «Пожарная безопасность зданий и сооружений» СНиП 21.01-97 [52];

– «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» ППБ-01-03 [53].

в) В области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

– «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок потребителей».

г) В области охраны окружающей среды:

– «Правила противопожарного режима РФ правительства РФ от 25.04.2012г. №390 «Об охране окружающей среды»» [54];

Специальная оценка условий труда (СОУТ) – это комплекс мероприятий, направленных на определение вредных и (или) опасных факторов производственной среды и трудового процесса, а также на оценку уровня их воздействия на работников [49].

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

Согласно трудовому кодексу РФ и федеральному закону «О специальной оценке условий труда» [55], по результатам СОУТ для трубопроводчика линейного условия труда на рабочих местах отнесены к вредным условиям труда 3 степени. На основе этого работникам предусматривается:

1) Сокращение продолжительности рабочего времени согласно ТК РФ Статье 92 – не более 36 часов в неделю;

2) Предварительные и периодические медицинские осмотры [ТК РФ 213];

3) Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск предоставляется работникам (ТК РФ Статья 117);

4) Работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства (ТК РФ Статья 221).

5) При повреждении здоровья или в случае смерти работника вследствие несчастного случая на производстве либо профессионального заболевания работнику (его семье) возмещаются его утраченный заработок (доход), а также связанные с повреждением здоровья дополнительные расходы на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию либо соответствующие расходы в связи со смертью работника (ТК РФ Статья 184).

Согласно ТОИ Р-112-30-96 [56] к работе трубопроводчика линейного допускаются лица:

– достигшие 18 летнего возраста;

– прошедшие предварительный медицинский осмотр при приеме на работу (внеочередной медицинский осмотр при переводе с другой работы);

– не имеющие медицинских противопоказаний, получившие квалификацию, соответствующую Единому тарифно-квалификационному справочнику работ и профессий рабочих согласно [49] и имеющие не ниже II группы по электробезопасности;

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

– прошедшие обучение, инструктаж и проверку знаний требований охраны труда по ведению конкретных работ на объекте.

Трубопроводчик в процессе работы обязан проходить:

- повторный инструктаж не реже 1 раза в три месяца;
- целевой инструктаж – при выполнении работ повышенной опасности и разовых работ, не связанных с прямым выполнением работ по специальности;
- периодическую проверку знаний по охране труда не реже 1 раза в год с момента сдачи экзамена по графику;
- медицинский осмотр (обследование) не реже 1 раза в 2 года, а не достигший возраста 21 года – 1 раз в год.

## 6.2 Производственная безопасность

Согласно [66], факторы производственной среды делят на опасные и вредные.

Опасные факторы – это факторы, приводящие к травме или другому резкому ухудшению здоровья. Вредные факторы – это факторы, воздействие которых на организм человека может привести к профессиональному заболеванию.

При выполнении своих обязанностей трубопроводчик может быть подвержен воздействию опасных и вредных производственных факторов, представленных в таблице 6.1.

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

Таблица 6.1 – Факторы опасные и вредные согласно [57]

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [66]	Этапы работы			Нормативные документы
	Внешний осмотр нефтепродукта	Подготовка раствора	Эксплуатация	
Пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны	+	-	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [58].
Повышенный уровень шума на рабочем месте	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [59].
Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	-	-	+	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [60].

Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [61].
Превышение уровней вибрации	-	-	+	ГОСТ 31192.1-2004. Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека [62].
Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	+	-	+	ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [63].
Замыкание электрических цепей через тело человека	-	-	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [64].

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственног о оборудования	+	–	+	ГОСТ 12.2.003 - 91. ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности [65].
---	---	---	---	---

### **6.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия**

#### ***Пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны***

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:–при перегреве –к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях –возникновению теплового удара;–при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др. Работы ведутся в различных погодных условиях от минус 45°С до плюс 40°С.Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении.

К средствам индивидуальной защиты согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ [67] относятся: специальная теплая одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, лица и глаз. Базовый материал спецодежды обладает защитными свойствами, характеризуется устойчивостью к механическим нагрузкам, атмосферным осадкам, воздействию света, различного вида загрязнений и легко очищается от них.

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

### ***Повышенный уровень шума на рабочем месте***

Превышение уровней шума возможно при работе экскаватора и другой специальной техники. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе шум приводит к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ, замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему, вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ, возникновению сердечно-сосудистых заболеваний, язвы желудка, гипертонических заболеваний.

Рассматриваемый промышленный нефтепровод находится на территории предприятия. В соответствии с [57] для рабочего места (в полевых условиях) устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах составными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные тампоны). Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [68];
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

### ***Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны***

Производство работ по извлечению очистных устройств промышленного трубопровода по борьбе с АСП отложениями сопровождается загазованностью рабочей зоны, причиной чему является испарение нефти.

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

Контроль воздушной среды должен проводиться при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

Предельно - допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м<sup>3</sup>, для природного газа ПДК равно 300 мг/м<sup>3</sup>. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [69]:

– метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м<sup>3</sup>;

– в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м<sup>3</sup>:

– ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>) – 3 мг/м<sup>3</sup> (2- ой классу опасности);

– ПДК сернистого газа (SO<sub>2</sub>) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м<sup>3</sup> (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);

– ПДК метанола (CH<sub>3</sub>OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м<sup>3</sup>;

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование средств индивидуальной защиты [70].

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

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

Трубопроводчик линейный в таких условиях должен быть в соответствующих СИЗах, таких как: многоразовых респираторах (РПГ-67, РУ 67) или одноразовых («Лепесток», «Кама»), защитных очках и комбинезоне.

### ***Недостаточная освещенность рабочей зоны***

Недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности. Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [61].

### ***Превышение уровней вибрации***

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт. Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах.

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

Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости –116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [62]. Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение специального покрытия и виброизоляторов. Средствами индивидуально защиты считаются специальный платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

### ***Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте***

Образование взрывоопасной среды обусловлено образованием взрывоопасной смеси паров нефти и воздуха. Горючие газы и пары легко воспламеняющихся жидкостей способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывчатые смеси. Границы концентраций горючих паров в воздухе при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени (НКПР и ВКПР).

Другими словами, концентрация от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. Для паров нефти установлены следующий диапазон взрываемости: НКПР –42000 мг/м<sup>3</sup>; ВКПР –195000 мг/м<sup>3</sup>[69].

С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКПР. До начала производства работ необходимо устранить замазученность территории, исключить наличие на территории горючих материалов. Перед началом проведения любых видов работ повышенной опасности на опасном производственном объекте, необходимо провести анализ газовоздушной среды на предмет превышения НКПР, НКПВ, ПДК с помощью аналитических приборов различного типа. Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в нефтепроводе, должна быть создана пожарная дружина. Оборудование должно соответствовать [66].

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### ***Замыкание электрических цепей через тело человека***

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т. п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с Правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках. Защитное заземление или зануление, в соответствии [70], должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

Для предупреждения возможности случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

### ***Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования***

Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы. Общие требования безопасности представлены в [65].

В качестве средств индивидуальной защиты от движущихся машин работники обеспечиваются: рукавицы брезентовые, сапоги резиновые и кожаные, каска защитная, подшлемник под каску, очки защитные.

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах. Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

управление), предотвращающие травмирование. Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [66].

## **6.4 Экологическая безопасность**

### ***Защита атмосферы***

При транспортировке нефти по промышленному нефтепроводу необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, установленные законодательством по охране природы.

Случаи отравления парами нефтепродуктов достаточно редки. Но взаимодействие летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество пострадавших может составлять тысячи человек. Особую опасность представляет загрязнение воздуха вблизи населенных пунктов. В этих случаях возможность наложения или аккумуляции различных загрязнений значительно усугубляет характер последствий. Так же загрязнение воздуха может привести к угнетению растительного покрова.

Для устранения возможных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из промышленного нефтепровода по причине не плотности технологического оборудования осуществляется комплекс мероприятий:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность;
2. Соблюдение правил эксплуатации;
3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры.

### **Защита гидросферы**

Нефть, разлитая в реке, представляет собой, куда большую опасность, чем нефть, разлитая на суше. Нефть влияет на структуру экосистемы животных организмов. При нефтяном загрязнении изменяется соотношение видов и уменьшается их разнообразие. Поскольку на воде нефтяное пятно может

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

расползтись на сотни миль и превратиться в тончайшую масляную пленку, которая покрывает даже берега. Такое развитие событий может привести к гибели птиц, млекопитающих и других организмов. Нефтяные пятна на земле достаточно легко устранимы, поскольку вокруг пятна можно быстро насыпать вал.

### **Защита литосферы**

Нефть не образует больших растеканий по поверхности почвы. Определенную опасность представляет вариант загорания, пропитанных нефтью и нефтепродуктами грунтов. Основные экологические проблемы при попадании нефти на землю связаны с грунтовыми водами. После просачивания до их поверхности, нефть и нефтепродукты начинают образовывать плавающие на воде линзы. Эти линзы могут мигрировать, вызывая загрязнение водозаборов, поверхностных вод.

С целью защиты водных объектов от возможного их загрязнения предусматриваются следующие мероприятия:

- ограждение водных объектов обваловками, отсыпкой защитных валов;
- строительство нефтеловушек;
- строительство берегоукрепительных и защитных сооружений;
- обеспечение аварийного запаса сорбентов.

Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти в результате аварийного разлива нефтепровода

### **6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Аварии, возникающие на промышленном нефтепроводе, приводят к чрезвычайным ситуациям, так как в результате разлива нефти возможен пожар, разрушение сооружения, гибель людей, загрязнение окружающей среды.

ЧС, вызванные авариями на промышленных трубопроводах, могут сопровождаться одним или несколькими следующими событиями:

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– травмированием с потерей трудоспособности или групповым травматизмом;

– воспламенением нефти или взрывом его паров;

– утечкой транспортируемой нефти в количестве более 1 т.

Нарушение исправного состояния промыслового НП, приведшее к безвозвратным потерям нефти в окружающей природной среде в количестве 1 т и менее, классифицируется как повреждение.

Наиболее характерной ЧС является экологическое загрязнение окружающей среды. Предупреждение аварий с разливов нефти достигается комплексом превентивных мероприятий, а именно:

– создание собственных формирований или заключение договоров с профессиональными аварийно-спасательными формированиями (службами);

– создание резервов финансовых средств и материально-технических ресурсов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;

– обучение работников способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов;

– разработка декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов;

– организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте;

– проведение корректировки планов при изменении исходных данных;

– создание и поддержание в готовности системы обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, а также системы связи и оповещения;

– проверка работоспособности автоматических систем обнаружения и оповещения о возникновении аварии на объектах;

– контроль за выполнением правил противопожарной безопасности;

– защита персонала и населения: организация системы оповещения, запас индивидуальных средств защиты, планирование проведения эвакуации;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

– подготовка к привлечению при необходимости дополнительных сил и средств в соответствии с планом взаимодействия.

### **Заключение главы «Социальная ответственность»**

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены правовые и организационные вопросы безопасности нефтегазового производства, а также вопросы производственной и экологической безопасности.

Приводится список природоохранных мероприятий, обеспечивающих экологическую безопасность при производственном процессе. Указываются необходимые действия при возникновении чрезвычайных ситуаций. Следовательно, для любого предприятия в области нефтегазового дела обеспечение безопасности труда на производстве должно быть одной из первостепенных по важности задач.

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

## **7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность исследования, представленного в рамках исследовательской программы. Для борьбы с парафиновыми отложениями существует множество различных методов. В проводимом исследовании был выбран химический метод борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями, так как данный метод более популярный ввиду относительно низкой стоимости и простоты выполнения операций относительно других методов.

### **7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **7.1.1 Описание потенциальных потребителей результатов исследования**

В данном подразделе описаны и проанализированы потенциальные потребители результатов исследования по подбору эффективного растворителя для удаления АСПО и его оптимального количества, проведен SWOT- анализ и показана итоговая матрица стратегии данной работы.

На данный момент очень развито применения не только различных присадок, но и растворителей для удаления парафиновых отложений. Эти растворители применяются не только на месторождениях, но и в разных научно-исследовательских лабораториях.

Наряду с тем, что сейчас существует много видов стандартных растворителей, требуется создание новых альтернативных видов растворителей, которые ранее использовались в других отраслях промышленности, ввиду их возможной дешевизны, простоты в использовании и получении по сравнению со стандартными растворителями.

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Выбор оптимальной технологии очистки участка промышленного нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений			
Разраб.		Шафикова В.В.		10.06.21	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.21			95	131
Консульт.						Отделение нефтегазового дела группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.21				

Так в данной работе мы смогли оценить эффективность работы, как растворителя, гуминовой кислоты. И в этом разделе сегментирования рынка по целевому назначению можем увидеть в каких местах будут использоваться те или иные виды растворителей.

Вид компании-пользователя (целевого назначения), виды услуг, предоставляемых для подбора эффективного растворителя.

Таблица 7.1 – Карта сегментирования рынка услуг по разработке растворителей

		Виды услуг		
		Разработка растворителя и удаления АСПО	Реализация растворителя и удаления АСПО	Подбор эффективного растворителя
Пользователь и	Лаборатории			
	НПЗ			
	Месторождения			

- зона высокой необходимости;
- зона средней необходимости;
- зона наименьшей необходимости.

Как правило, большинство крупных нефтегазодобывающих компаний пользуются услугами подрядных организаций или проектных институтов, обеспечивающих или проектирующих строительство промышленных трубопроводов или транспортировку добытых углеводородов. Крупным компаниям необходима уверенность в долговечности построенных конструкций и безопасность доставки продукта до конечного потребителя. Именно поэтому, уверенность данных компаний в доставке продукта реализуется через анализ прочности и устойчивости трубопровода.

### 7.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурентов необходимо производить систематически, так как рынки пребывают в постоянном движении. Данный анализ позволяет вносить коррективы в исследование и успешно противостоять своим соперникам. Необходимо рационально оценивать сильные и слабые стороны разработок.

Анализ эффективно производить, используя оценочную карту.

Таблица 7.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>б</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>б</sub>
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,13	4	3	4	0,52	0,39	0,52
2. Ремонтопригодность	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,2
3. Надежность	0,12	1	2	4	0,12	0,24	0,48
4. Простота ремонта	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,3
5. Удобство в эксплуатации	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
6. Повышение производительности	0,11	1	3	4	0,11	0,33	0,44
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность метода	0,03	2	3	4	0,06	0,09	0,12
2. Уровень проникновения на рынок	0,08	2	3	4	0,16	0,24	0,32
3. Цена	0,1	4	2	1	0,4	0,2	0,1
4. Предполагаемые сроки	0,07	1	2	4	0,07	0,14	0,28
5. Послепродажное обучение	0,06	4	4	4	0,24	0,24	0,24
6. Наличие финансирования поставщиками растворителей	0,02	2	2	4	0,04	0,04	0,08
Итого	1	33	33	40	2,84	2,75	3,22

Б<sub>ф</sub> – разработка модели растворителя АСПО;

Б<sub>к1</sub> – разработка модели растворителя АСПО с получением необходимых гидравлических зависимостей и коэффициентов с проведением лабораторных исследований;

Б<sub>6</sub> – разработка модели растворителя АСПО с получением необходимых гидравлических зависимостей с проведением промысловых испытаний и лабораторных исследований.

По таблице 7.2 видно, что наиболее эффективно использовать модели разработки растворителя с получением необходимых гидравлических зависимостей с проведением промысловых испытаний и лабораторных исследований, так как они обладают рядом преимуществ, например, подтверждённые зависимости для заданного месторождения, что обеспечивает высокую точность и правильность моделирования.

$$K1 = \frac{40}{33} = 1,21$$

### 7.1.3 SWOT – анализ

SWOT-анализ в настоящее время является одним из наиболее распространенных и эффективных методов, позволяющий оценить внешние и внутренние факторы влияния на проект в комплексе. Первый этап анализа заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, также указываются возможности и угрозы для реализации проекта.

Заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Дадим трактовку каждому из этих понятий.

1. **Сильные стороны.** Сильные стороны –это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта.

2. **Слабые стороны.** Слабость –это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, приводится в данной работе в таблице 7.3.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Таблица 7.3 – Матрица SWOT

	<p align="center"><b>Сильные стороны научно- исследовательского проекта:</b></p>	<p align="center"><b>Слабые стороны научно- исследовательского проекта:</b></p>
	<p>C1. Низкая стоимость анализа используемой методики по сравнению с другими методами;</p> <p>C2. Не требует специального оборудования для проведения анализа;</p> <p>C3. Не требует специального квалифицированного сотрудника для проведения анализа;</p> <p>C4. Доступная и простая методика для подбора эффективного растворителя.</p>	<p>Сл1. Отсутствие какого-то определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности работы;</p> <p>Сл2. Наличие стандартных, уже изученных растворителей;</p> <p>Сл3. Отсутствие подходящего, нужного оборудования для проведения точного анализа;</p> <p>Сл4. Неточности при проведении анализа, вследствие этого большие расхождения в результатах.</p>

<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Увеличение спроса на нестандартные виды растворителей для удаления АСПО;</p> <p>В2. Повышение количества оборудования для которых нужно удалять осадки;</p> <p>В3. Повышение стоимости различного оборудования;</p> <p>В4. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>СИВ1. Увеличить использование нестандартного вида растворителя;</p> <p>СИВ2. Максимально улучшить качество и результаты работ по удалению АСПО;</p> <p>СИВ3. Усовершенствовать работу и знания кадров;</p> <p>СИВ4. Внедрить ранее неиспользованную аппаратуру, либо технологию для улучшения методики.</p>	<p>СЛВ1. Отсутствие необходимости внедрения различного вида новых растворителей для удаления АСПО;</p> <p>СЛВ2. Возможное приобретение НПЗ различных приборов для проведения анализа по данной методике ввиду их малой стоимости.</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые виды растворителей;</p> <p>У2. Развитая конкуренция между компаниями, которые разрабатывают растворители;</p>	<p>СИУ1. На данный момент разрабатываются все более улучшенные технологии для усовершенствования работ по удалению осадков, в силу этого возможно увеличение спроса за счет низкой стоимости анализа;</p>	<p>СЛУ1. Ввиду отсутствия определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности растворителя возможное отсутствие спроса;</p> <p>СЛУ2.</p>

У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции;	СИУ2. Так как анализ по данной методике не требует специального оборудования и специалистов, возможно возрастет конкуренция между компаниями, которые разрабатывают стандартные растворители.	Неиспользование нестандартных растворителей из-за неточностей в работе и малого количества собранной информации.
У4. Возможное неиспользование нового вида растворителя ввиду наличия малого количества информации о свойствах.		

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

## 7.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 7.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – 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.

### 7.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Расчет трудоемкости выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} - 2t_{\max i}}{5}, \quad (7.1)$$

где  $t_{ожі}$  – 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.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{p_i}$  учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{p_i} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (7.2)$$

где  $T_{p_i}$  – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

### 7.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, продолжительность каждого из этапов работ следует из рабочих дней перевести в календарные. Для этого воспользовались формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (7.3)$$

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 находится по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (7.4)$$

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.

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

Все полученные значения приведены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – 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 растворителя	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 подбору растворителей при проведении экспериментов	4	5	4	И	4	5
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 7.8 с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 7.8 – Календарный план – график проведения НИОКР по теме

№ работы	Вид работы	Исполнители	$T_{ki}$ 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 растворителя	И	13																	
8	Анализ по выбранным свойствам по методике	И	13																	
9	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическим и исследованиям и	Л И	4																	
10	Анализ в динамике по подбору растворителей при проведении экспериментов	И	5																	
11	Оценка эффективности полученных результатов	Л	10																	
12	Предоставление отчета о проделанной работе	И	13																	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



### 7.3.1 Расчет материальных затрат научного исследования

Расчет материальных затрат проводится по формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхи}, \quad (7.5)$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхи}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида используемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно–заготовительные расходы.

Таблица 7.9 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Расход	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Толуол	л	0,5	230	115
Жидкие продукты пиролиза	л	0,5	130	65
Этилбензольная фракция	л	0,5	500	250
Стандартные растворители	л	0,5	200	100
Ложки одноразовые	шт	20	2	40
Сита	шт	6	20	120
Итого				690

### 7.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для экспериментальных работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Затраты на приобретение спецоборудования для проведения экспериментальных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Аналитические весы	1	15000	15000
2	Сушильный шкаф	1	13000	13000
3	Мерный цилиндр 100 мл	3	480	1440
4	Мерный стакан 100 мл	3	77	231
Итого				29 671

По представленной выше таблице можно судить о затратах проекта на специальное оборудование.

### 7.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Основная заработная плата от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (7.6)$$

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

$Z_{\text{дн}}$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн.;

$T_{\text{раб}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (7.7)$$

где  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб.дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (таблица 7.11)

Таблица 7.11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Лаборант	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные/праздничные)	66	66
Потери рабочего времени (отпуск/невыходы по болезни)	56	30
Действительный годовой фонд рабочего времени	244	269

Все рассчитанные значения основной заработной платы сведены в таблицу 7.12.

Таблица 7.12 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Оклад, руб.	Районный коэффициент	Месячная зарплата, руб./мес	Общие затраты по заработной плате, руб.
Лаборант	33 664	1,3	43 763	87 526
Инженер	21 760	1,3	28 288	141 440

### 7.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.). Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (7.8)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Для лаборанта:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 43\,763 = 5\,689 \text{ рублей}$$

Для инженера:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 28\,288 = 3\,677,4 \text{ рублей}$$

### 7.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (7.8)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) равный 30,2%.

Таблица 7.13 – Отчисления во внебюджетные фонды

	Лаборант	Инженер
Зарплата	43 763	28 288
Дополнительная зарплата	5689	3677,4
Отчисления на соц. нужды	0,302	
Отчисления на соц. нужды	24 588	

### 7.3.6 Расчет затрат на научные и производственные командировки

Затраты на научные и производственные командировки исполнителей определяются в соответствии с планом выполнения темы и с учетом действующих норм командировочных расходов различного вида и транспортных тарифов. В данном исследовании затраты на научные и производственные командировки исполнителей равны нулю.

### 7.3.7 Накладные расходы

Накладные расходы, попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 6) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (7.8)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

### 7.3.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 7.14.

Таблица 7.14 – Бюджет затрат на проведение данного исследования

Наименование статьи	Сумма, руб.	Аналог 1	Аналог 2	Примечание
Материальные затраты НТИ	690	1 050	2 250	Таблица 7.9
Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ	29671	9600	10 250	Таблица 7.10
Затраты по основной заработной плате исполнителей работы	72 051	65 554	82 579	Таблица 7.12
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9 366	12 750	21 440	Раздел 7.4.4
Отчисления во внебюджетные фонды	22 064	25 010	35 430	Таблица 7.13
Затраты на научные и производственные командировки	–	–	–	Раздел 7.4.6
Накладные расходы	17 830	24 817	30 499	16 % от суммы ст. 1-6
Бюджет затрат НТИ	151 672	179 921	221 118	Сумма ст. 1-6



Рисунок 7.1 – Бюджет научного исследования

Исходя из данных таблицы 7.14, можно сделать вывод, что основные затраты НТИ приходятся на специальное оборудование для проведения эксперимента, основную зарплату исполнителей и различные отчисления.

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

##### 7.4.1 Определение финансовой и ресурсной эффективности

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (7.9)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп } i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

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

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно – исследовательского проекта.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{129\,272}{221\,118} = 0,6$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{179\,921}{221\,118} = 0,81$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{221\,118}{221\,118} = 1$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (7.10)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения работы;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i^a, b_i^p$  – балльная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 7.15 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущая работа	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует увеличению качества и количества производства растворителей	0,1	5	4	5
2. Удобство в применении в силу простоты данной методики	0,15	4	4	5
3. Минимальные расходы на дополнительные материалы для проведения экспериментов	0,2	4	3	3
4. Селективность	0,25	3	4	4
5. Экономичность	0,15	4	4	2
6. Материалоемкость	0,15	4	4	5
ИТОГО	1	3,85	3,8	3,9

$$I_m^{u1} = 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 = 3,85$$

$$\text{Аналог 1} = 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 = 3,8$$

$$\text{Аналог 2} = 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 2 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 = 3,9$$

Аналог 1 – это проект с жидким битумом в качестве АСПО, аналог 2 – с тяжелой нефтью.

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{I_{p\text{-исп1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}}}, I_{\text{исп.2}} = \frac{I_{p\text{-исп2}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}}} \quad (7.11)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволяет определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее эффективный вариант их представленных. Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ ):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}} \quad (7.12)$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется исходя из интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{3,85}{0,6} = 6,4$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{3,8}{0,81} = 4,7$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{3,9}{1} = 3,94$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср1}} = \frac{4,7}{6,4} = 0,73$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср1}} = \frac{3,94}{6,4} = 0,61$$

где  $\mathcal{E}_{\text{ср}}$  – сравнительная эффективность проекта;

$I_{\text{тэ}}^p$  – интегральный показатель разработки;

$I_{\text{тэ}}^a$  – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 7.16 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,6	0,81	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,85	3,8	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	6,4	4,7	3,94
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,00	0,73	0,61

Исходя из полученных данных, наиболее эффективным оказался текущий проект.

Сравнение значений интегральных показателей ресурсоэффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции ресурсной эффективности.

## **Заключение главы «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

В данном разделе подробно разобран экономический потенциал данной научно-исследовательской работы и перспективы на рынке.

Проведена оценка ресурсоэффективности и ресурсосбережения проделанной работы. Описав и проанализировав потенциальных потребителей результатов данного исследования, проведен SWOT-анализ. Было произведено планирование научно-исследовательской работы. С позиции финансовой и ресурсной эффективности, все рассчитанные показатели позволяют сделать вывод, о том, что выбранный вариант исполнения более предпочтительный, так как данный вариант исполнения более экономичен и ресурсоэффективен.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

## Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были получены следующие результаты:

1. Проведенный литературный обзор, позволил выделить наиболее перспективные методы очистки внутренней полости промышленных нефтепроводов без остановки участка для недопущения снижения плановых поставок перекачиваемой среды на комплексы подготовки до товарных качественных характеристик.

2. Прочностные расчеты показали минимально допустимую толщину стенки сборного коллектора с учетом запаса на коррозию в зависимости от агрессивных свойств перекачиваемых углеводородов ██████████. Согласно расчетам трубопровод будет обеспечивать более высокий уровень прочности и надежности.

3. Выбраны и обосновано действие эффективных химических растворителей марки СОНПАР 5402, OFC-РИП марки П, LAWRUN ARPD для введения в жидкостной поток углеводородной среды с обеспечением минимизации образования твердых отложений в коллекторе.

4. Установлено, что условия динамического режима периодической дозировкой химического растворителя позволяет достичь необходимых параметров исходного давления и обеспечить пропускную способность участка за период времени (не более ██████████), не превышающий времени отключения в случае остановки нефтепровода.

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Выбор оптимальной технологии очистки участка промышленного нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений			
Разраб.		Шафикова В.В.		10.06.21	Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.21			121	131
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.21				
						Отделение нефтегазового дела группа 2Б7А		

5. Установлено, что после ввода растворителя АСПО уже через [REDACTED] происходит смена ламинарного режима на турбулентный, что способствует снижению потерь напора [REDACTED] и перепадов давления [REDACTED] что составляет [REDACTED], а также изменению пропускной способности, что свидетельствует о том, что реагент эффективно очистил трубопровод от АСПО.

6. Показано, что оптимальный расход растворителя OFC-РИП марки П для выбранных участков составляет:

- участок [REDACTED] – [REDACTED];
- участок [REDACTED] – [REDACTED];
- участок [REDACTED] – [REDACTED].

7. Изменение эпюры давления свидетельствуют о том, что введение химического растворителя в жидкостной поток может быть прекращено через [REDACTED] после ввода первичной дозировки.

					Заключение	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### Список использованных источников

1. Васильченко Д.Д., Истомова М. А. Высокоэффективный метод борьбы с отложениями // Проблемы Науки. 2019. №9. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/vysokoeffektivnyy-metod-borby-s-otlozheniyami> (дата обращения 23.04.21)

2. Гильмутдинов Н.Р., Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н. Новые направления использования асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе трубопроводного транспорта нефти // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2015. №2. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/novye-napravleniya-ispolzovaniya-asfaltosmoloparafinovyyh-otlozheniy-v-protsesse-truboprovodnogo-transporta-nefti> (дата обращения 25.04.21)

3. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», № 1, 2011. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/view/asfaltosmoloparafinovye-otlozheniya-v-processax-dobychi-transporta-i-xraneniya-2> (дата обращения 23.04.21)

4. Shadman M. M., Dehaghani A. H. S., Badizad M. H. How much do you know about the methods for determining onset of asphaltene precipitation? //Petroleum. – 2017. – Т. 3. – №. 3. – С. 287-291.

5. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти. М.: Химия, 1964. 540 с.

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Выбор оптимальной технологии очистки участка промышленного нефтепровода от асфальто-смолисто-парафиновых отложений		
Разраб.		Шафикова В.В.		10.06.21			
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.21		123	131
Консульт.					Отделение нефтегазового дела группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.21			
					Список использованных источников		

6. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хамидуллин Р.Ф. Состав и структура асфальтено-смоло-парафиновых отложений Татарстана // Технологии нефти и газа. 2006. №4. С. 34-41.

7. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 296 с.

8. Сюзев А.В., Лекомцев А.В., Мартюшев Д.А. Комплексная методика подбора реагентов для удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений в механизированных нефтедобывающих скважинах // Известия ТПУ. 2018. №2. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/kompleksnaya-metodika-podbora-reagentov-dlya-udaleniya-asfaltenosmoloparafinovyh-otlozheniy-v-mehanizirovannyh-neftedobvyvayuschih> (дата обращения 23.04.21)

9. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2006. №6. С.19-24.

10. Зевакин Н. И., Мухаметшин Р. З. Парафиноотложения в пластовых условиях горизонта Д1 Ромашкинского месторождения //Сборник научных трудов ТатНИиПИНефть. ВНИИОЭГ. – 2008.

11. Казакова Л.В., Крейн С.Э., Физико-химические основы производства нефтяных масел. М.:Химия, 1978-320 с.

12. Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 N 3-р (ред. от 19.04.2018) "Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 N 477". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_253923/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_253923/)

13. ГОСТ 11851-2018 Нефть. Методы определения парафинов (с Поправкой). – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200160491> (дата обращения 23.04.21)

					Список использованных источников	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

14. ГОСТ 6370-2018 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей (с Поправкой). – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200160609> (дата обращения 23.04.21)

15. Вяткин К.А., Илюшин П.Ю., Козлов А.В. Оценка эффективности применения технологий борьбы с возникающими комплексными осложнениями при сборе и транспортировке нефти// Московский экономический журнал. 2020. №1. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-effektivnosti-primeneniya-tehnologiy-borby-s-voznikayuschimi-kompleksnymi-oslozhneniyami-pri-sbore-i-transportirovke-nefti> (дата обращения 23.04.21)

16. Иванова И. К., Шиц Е. Ю. Кинетические характеристики растворения компонентов асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в алифатико- ароматическом растворителе // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук, №6, 2009. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/kineticheskie-harakteristiki-rastvoreniya-komponentov-asfaltosmoloparafinovyyh-otlozheniy-aspo-v-alifatiko-aromaticeskom> (дата обращения 23.04.21)

17. Нелюбов Д.В., Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. - Тюмень, ТюмГУ, 2014. – 153 с.

18. Гайдамакина В.Н., Методы борьбы с парафиноотложениями // Наука, образование и культура. 2018. №7 (31). – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-borby-s-parafinootlozheniyami> (дата обращения 23.04.21)

19. Мирсаяпова Р. И., Кантемиров И. Ф. Рассмотрение возможности применения заводского эпоксидного покрытия труб для магистральных и промысловых трубопроводов в различных условиях //Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – №. 5-6.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

20. Белов А. В., Прошкин А. Ю., Елькин А. В. К вопросу о критериальной оценке прочности стеклопластикового трубопровода //Региональные аспекты управления, экономики и права Северо-западного федерального округа России. – 2018. – С. 25-31.

21. Строганов В. М., Турукалов М. Б. Экспресс-методика подбора эффективных растворителей асфальтено-смоло-парафиновых отложений //OilGas. – 2007. – №. 8. – С. 44-48.

22. Рагулин В. В. и др. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов //Нефтепромысловое дело. – 2001. – Т.

23. Коновалов В. В. и др. Разработка технического моющего средства для очистки внутренней поверхности технологических трубопроводов и оборудования от пристенных асфальтосмолопарафиновых отложений //Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2015. – №. 4 (48).

24. Волков В. А., Муслаев В. А., Пирумов Ч. Г. О математических моделях кристаллизации частиц в двухфазном потоке //Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1989. – №. 6. – С. 77-84.

25. Способы или устройства для очистки буровых скважин с использованием химических средств для предотвращения или уменьшения отложения парафина или подобных веществ: пат. 2072420 РФ:МПК: E21B37/06 / Беляев Ю. А., Беляев В. А., Аваков А. Р., Потапов А. Р., Борисов В. Ю.; заявл. 16.02.1996; опубл. 21.01. 1997, Б.И. –№ 3.

26. Облёзов А. В., Мусабилов М. Х. Новый перспективный углеводородный растворитель для процессов стимуляции скважин. – 2014.

27. Булатов А.В., Кусов Г.В., Савенюк. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг». Т.2. – 2011. – 348 с.

					Список использованных источников	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

28. Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа» СТ-07.1-00-00-02 – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bashneft.ru/files/iblock/6d1/uh-07.1-00-00-02.pdf>

29. Насыбуллина А. Ш., Галиева А. М., Сабитов Р. Ф. Разработка композиционного растворителя для очистки магистрального нефтепровода Ножовского месторождения // Вестник Казанского технологического университета. – 2016. – Т. 19. – №. 14.) – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/razrabotka-kompozitsionnogo-rastvoritelya-dlya-ochistki-magistralnogo-nefteprovoda-nozhovskogo-mestorozhdeniya>

30. Мусин И. И. Применение растворителя СОНПАР-5402 для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на уршакском месторождении // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – №. 3. – С. 33-40.

31. Топливные присадки, реагенты и оборудование для оптимизации добычи, транспортировки, производства, хранения и реализации нефтепродуктов. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://fueland.ru>

32. Нефтепромышленная химия для профессионалов ООО «ТЕХНОХИМПРОМ» – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tehnohimprom.ru/contacts>

33. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромышленных трубопроводов. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200008320>

34. Лурье М.В. и др. Нефтепроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 89 с.

35. Хасанова К.И., Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н. Повышение эффективности применения средств и методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе транспорта нефти по магистральным трубопроводам // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2013. №3.

					Список использованных источников	Лист
						127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-effektivnosti-primeneniya-sredstv-i-metodov-borby-s-asfaltosmoloparafinovymi-otlozheniyami-v-protssesse-transporta-nefti-po> (дата обращения 23.04.21)

36. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях/И.А. Галикеев, В.А. Насыров, А.М. Насыров. –Ижевск: ООО «Парацельс Принт», 2015. – 354 с.

37. ОТТ-75.180.00-КТН-269-19 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Ингибиторы парафиноотложений. Общие технические требования – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://niitn.transneft.ru/u/ovp\\_main\\_pdf\\_file/5881/ott-75.180.00-ktn-269-19\\_sr.pdf](https://niitn.transneft.ru/u/ovp_main_pdf_file/5881/ott-75.180.00-ktn-269-19_sr.pdf)

38. Технология очистки нефтепровода под транспортировку дизельного топлива экологического класса ЕВРО-5 по ГОСТ Р 52368-2005 – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.zaont.com/ru/technologies/publications/Euro5GOSTP523682005>

39. Официальный сайт завода дозирочной техники ООО «ЗДТ «Ареопаг» – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.areopag-spb.ru/dozirovochnye-nasosnye-ustanovki-otkrytogo-ispolneniya-na-rame>

40. Официальный сайт группа предприятий «ГИДР» – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gird.ru/cat/spectekhnika/promysl-ovaja-tekhnika/peredvizhnye-parovye-ustanovki-ppu/ppu-2500160-na-shassi-kamaz43118/>

41. Зарипова Л. М., Габдрахимов М. С. Использование волновых процессов для очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений //Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – №. 2. – С. 117-120.]

42. Методические указания ПАО «НК «Роснефть». Выбор метода защиты антикоррозионной защиты промысловых и технологических трубопроводов и требования к трубной продукции. № П 1-01.05 М-0132, версия 1.0.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

43. ГОСТ Р 55990–2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

44. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.

45. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования: дата введения 2014-12-01. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200110076>

46. СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов» – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200003430>

47. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ: дата введения 2017-06-17. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/456096925>

48. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ: методическое руководство к выполнению индивидуального задания для студентов специальности 080502 «Экономика и управление на предприятии (в нефтяной и газовой промышленности)»/ А.В.Панкратов, А.В. Шадрин. –Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. –54с.

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

50. 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/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/)

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

					Список использованных источников	Лист
						129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

53. «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» ППБ-01-03 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_43497/0b93cc757b53bbc86c687d43202078da6ee812d4/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_43497/0b93cc757b53bbc86c687d43202078da6ee812d4/)

54. «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>

55. 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/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_156555/)

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

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

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

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

60. 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>

					Список использованных источников	Лист
						130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

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

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

66. 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>

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

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

69. 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/](https://sudact.ru/law/postanovlenie-glavnogo-gosudarstvennogo-sanitarnogo-vracha-rf-ot_29/gn-2.2.5.1313-03/)

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

					Список использованных источников	Лист
						131
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		