

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (профиль) 18.03.01. «Химическая технология переработки нефти и газа»  
Отделение школы (ОХИ) Отделение химической инженерии

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Исследование растворимости нефтяных отложений в технических растворителях УДК 66.061.18:622.276.72.

**Студент**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д8Б	Чертан Екатерина Дмитриевна		

**Руководитель**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Бешагина Евгения Владимировна	К.Х.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Елена Анатольевна	К.Т.Н.		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 18.03.01. «Химическая технология переработки нефти и газа»

Отделение школы (ОХИ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      \_\_\_\_\_ (Дата)      Кузьменко Е.А.  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

**Бакалаврской работы**

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д8Б	Чертан Екатерина Дмитриевна

Тема работы:

Исследование растворимости нефтяных отложений в технических растворителях	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Объект исследования – образцы асфальтосмолопарафиновых отложений Верхне-Салатского, Усинского месторождений и жидкий битум; Сырьем процесса являются - нефть, мазут.</i></p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>Литературный обзор</i>                      - нефтяные отложения и факторы, влияющие на образование асфальтосмолопарафиновых отложений;                      - влияние химического состава нефти на АСПО;                      - механизм формирования АСПО;                      - методы борьбы с АСПО.  <i>Объект и методы исследования:</i>                      - образцы отложений;                      - лабораторная методика по определению эффективности растворяющей и удаляющей способности растворителя АСПО ОАО АНК «Баиннефть».                      Расчеты и аналитика                      - Постановка задачи исследования</p>

	<i>Результаты проведенного исследования</i> - подбор эффективного растворителя для увеличения эффективности удаления отложений - выбор эффективного растворителя для удаления АСПО <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i> <i>Социальная ответственность</i>	
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>		
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>		
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП Рыжакина Т.Г.	
Социальная ответственность	Доцент ООД ШБИП Сечин А.А.	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	<b>01.02.2023</b>
---	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Бешагина Е.В.	к.х.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д8Б	Чертан Е.Д.		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности.
P2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач.
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии.
P4	Разрабатывать технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P9	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.

# «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Д8Б	Чертан Екатерина Дмитриевна

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение химической инженерии</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Химическая технология переработки нефти и газа

## 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 составляет 129 272 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 27,1%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

## 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 НИИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной экономической эффективности	Оценка сравнительной эффективности исследования и подбора растворителей для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д8Б	Чертан Е.Д.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Д8Б		Чертан Екатерина Дмитриевна	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	18.03.01 Химическая технология

Тема ВКР:

**Исследование растворимости нефтяных отложений в технических растворителях**

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

<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) <u>при разработке проектного решения</u></li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> образцы асфальтосмолопарафиновых отложений Верхне-Салатского, Усинского месторождений и жидкий битум.</p> <p><i>Область применения:</i> нефтяная промышленность.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> производственная лаборатория.</p> <p><i>Размеры помещения:</i> 10x15 м.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> комплекс лабораторного оборудования (вытяжные шкафы, термостат, весы аналитические, химическая посуда, вискозиметр), центрифуга; светильники с напряжением не выше 12 Вольт.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i></p> <p>технологический процесс включает: подготовку образцов, подготовку растворителей, растворение образцов и оценка их растворимости, фильтрация и центрифугирование. При работе с растворителями присутствуют вещества, оказывающие вредное воздействие на организм человека.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <u>при разработке проектного решения:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019)</li> <li>- ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.</li> <li>- ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны".</li> <li>- СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.</li> <li>- СанПиН 2.2.4.3359-16.. Шум. Общие</li> </ul>

	<p>требования безопасности.</p> <p>- ГОСТ 12.2.003- 91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности</p> <p>- ГОСТ 12.1.019-2017 (с изм. №1) Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность <u>при разработке проектного решения:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> </ul>	<p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Опасность и вредность воздействия газовых компонентов (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей, на организм работающего зависят от их содержания (концентрации) и токсичности, то есть химических свойств данных газов и паров;</li> <li>2. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</li> <li>3. Образование взрывоопасной среды.</li> <li>4. Риски, связанные с длительным пребыванием в закрытых помещениях: включают риск недостаточной вентиляции и кислорода, а также проблемы, связанные с длительным сидением или стоянием.</li> <li>5. Риски, связанные с использованием защитного оборудования: неправильное использование или отсутствие соответствующего защитного оборудования может увеличить риск получения травм.</li> </ol> <p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</li> <li>2. Повышенный уровень шума, создаваемого лабораторным оборудованием;</li> <li>3. Длительное время, проведенное в сидячем положении или в позах, вызывающих напряжение, может вызвать проблемы с опорно-двигательным аппаратом;</li> <li>4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения</li> <li>5. Повышенный уровень стресса.</li> </ol> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> защита органов зрения - очки; защита органов дыхания – проведение экспериментов строго в вытяжном шкафу, применение респираторов; защита органов слуха - беруши; защита рук - перчатки; защита лица и головы -</p>

	<p>защитная маска; спецодежда: лабораторные халаты; дерматологические средства (пасты, крема, спреи).</p> <p>Изоляция источников энергии, оградительные устройства.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность <u>при разработке проектного решения</u></b></p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> минимально, возможно при утечке химических отходов</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> жидкие химические отходы.</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> жидкие химические отходы.</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> тепловое воздействие оборудования.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при разработке проектного решения</u></b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b></p> <p>Техногенные аварии: химические аварии, взрывы оборудования, пожары в лаборатории, несчастные случаи, связанные с отказом оборудования или его неправильной эксплуатацией.</p> <p>Природные катастрофы: грозовые разряды; смерчи и ураганы; весенние паводки и ливневые дожди; снежные заносы и понижения температуры воздуха.</p> <p>Геологические воздействия: обвалы, землетрясения.</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> воспламенение жидкости или взрыв паров химических веществ</p>
<p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b></p>	
<p><b>Дата</b></p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д8Б	Чертан Екатерина Дмитриевна		



Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 18.03.01 Химическая технология (ООП Химическая технология переработки нефти и газа/ Технология подготовки и переработки нефти и газа)  
 Уровень образования Бакалавриат  
 Отделение химической инженерии  
 Период выполнения весенний семестр 2022 /2023 учебного года

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Д8Б	Чертан Екатерина Дмитриевна

Тема работы:

**Исследование растворимости нефтяных отложений в технических растворителях.**

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	20.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.03.2023 г.	<i>Введение</i>	10
09.03.2023 г.	<i>Обзор литературы: 1. Общая характеристика нефтяные отложения и механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложения. 2. Влияние химического состава нефти АСПО. 3. Механизм отложений АСПО. 4. Методы борьбы с АСПО.</i>	15
18.03.2023 г.	<i>Объекты и методы исследования</i>	20
23.03.2023 г.	<i>Расчёты и аналитика</i>	10
29.03.2023 г.	<i>Результаты проведенного исследования</i>	10
12.04.2023 г.	<i>Написание ВКР</i>	20
08.05.2023 г.	<i>Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</i>	15
25.05.2023 г.	<i>Раздел «Социальная ответственность»</i>	15
01.06.2023 г.	<i>Заключение</i>	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Бешагина Евгения Владимировна	К.Х.Н.		

**Консультант (при наличии)**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Елена Анатольевна	К.Т.Н., доцент		

**Обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д8Б	Черган Екатерина Дмитриевна		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 120 стр., 11 рисунков, 27 таблиц, 44 библиографический источник.

В качестве объектов исследования были выбраны образцы парафинистой нефти Верхне-Салатского месторождения (Томская область), высоковязкой нефти Усинского месторождения и жидкий битум (товарный продукт), приобретенный в городе Томск, который также характеризуется своей высокой вязкостью. Исследованные образцы нефти характеризуются значительным содержанием парафинов, смол и высокими температурами застывания.

Цели и задачи работы:

1. Исследование влияния растворителей на удаление асфальтосмолопарафинистых отложений;
2. Подбор эффективного растворителя для обеспечения максимальной эффективности удаления АСПО;
3. Исследование растворяющих свойств гуминовых кислот.

В процессе работы были проанализированы влияния различных растворителей на структурно-реологические свойства нефти; показана возможность эффективного использования гуминовых кислот для высокопарафинистой, смолистой, высоковязкой нефти исследуемых образцов в качестве растворителя.

В результате анализа литературных данных были сделаны выводы о растворяющих свойствах различных стандартных растворителей, имеющих алифатическое и ароматическое строение в различных соотношениях при различных температурах в статических и динамических условиях, а также возможность использования гуминовых кислот в качестве растворителей для удаления АСПО с последующими модификациями в составе, либо количестве, является мало изучено и перспективно.

Область применения: нефтедобывающие месторождения, промышленные предприятия нефтеперерабатывающей отрасли.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

В настоящей бакалаврской работе применяются следующие сокращения:

ТН – тяжелая нефть

САВ – смолисто-асфальтеновые вещества

УПН – установка подготовки нефти

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ПЗП – призабойная зона пласта

ПАВ – поверхностно-активные вещества

Также в настоящей бакалаврской работе применяются следующие нормативные ссылки:

1. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
2. ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны".
3. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.
4. СанПиН 2.2.4.3359-16. Шум. Общие требования безопасности.
5. ГОСТ 12.2.003- 91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
6. ГОСТ 12.1.019-2017 (с изм. №1) Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

## Оглавление

Введение	15
1. Обзор литературы	19
1.1 Общая характеристика нефтяные отложения и механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений .....	19
1.2 Влияние химического состава нефти на АСПО .....	25
1.3 Механизм формирования АСПО .....	30
1.4 Методы борьбы с АСПО .....	35
2. Объекты и методы исследования	43
2.1 Объекты исследования .....	43
2.2 Методы исследования.....	44
2.2.1 Определение количества АСПО методом "холодного" стержня...	45
2.2.2 Методика лабораторная по определению эффективности растворяющей и удаляющей способности растворителя АСПО .....	45
3. Расчеты и аналитика	48
3.1 Постановка задач исследования.....	48
4. Обработка результатов	53
4.1 Подбор эффективного растворителя для удаления АСПО .....	53
4.2 Выбор эффективного растворителя для удаления АСПО .....	57
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	66
5.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	68
5.2 Анализ конкурентных технических решений .....	69
5.3 SWOT-анализ .....	70
5.4 Планирование работ по научно-техническому исследованию .....	76
5.4.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	76
5.4.2 Определение трудоёмкости выполнения работ .....	77
5.4.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	78
5.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	82
5.5.1 Расчет материальных затрат НТИ.....	82

5.5.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ.....	83
5.5.3	Основная заработная плата исполнителя темы .....	84
5.5.4	Расчет дополнительной заработной платы .....	87
5.5.5	Отчисления во внебюджетные фонды.....	88
5.5.6	Накладные расходы .....	89
5.5.7	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....	89
5.6	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	90
6.	Социальная ответственность	93
	Введение .....	93
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	93
6.2	Производственная безопасность .....	97
6.2.1	Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	98
6.3	Экологическая безопасность .....	107
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	110
	Вывод по разделу социальная ответственность.....	112
	Заключение	113
	Список использованной литературы	116

## Введение

В настоящее время Россия сталкивается с серьезной проблемой в нефтедобывающей отрасли, связанной с увеличением темпов добычи тяжелой нефти, сопровождающейся образованием асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО). Эти отложения широко распространены, их можно найти в любых нефтегазодобывающих регионах, и таким образом они создают значительные сложности для разработки и эксплуатации месторождений. АСПО представляют собой сложную смесь, состоящую из твердых парафиновых углеводородов, асфальтено-смолистых веществ (АСВ), воды и механических примесей. На прочность и состав АСПО влияют различные факторы, включая химический состав и свойства нефти, а также геологические и физические условия месторождения [10].

Для решения проблемы АСПО наибольшее распространение получили химические методы удаления отложений благодаря их высокой эффективности и практичности. В настоящее время эти методы предполагают физико-химическое взаимодействие компонентов растворителя с отдельными компонентами, присутствующими в отложениях. Технический растворитель в первую очередь растворяет связующее (смолу), что приводит к денудации агломератов асфальтенов и парафинов. Дальнейшее растворение этих компонентов зависит от состава используемого растворителя [13]. Различные типы АСПО, такие как парафин, асфальтены или смешанные, требуют определенных растворителей для эффективного удаления. Например, низкокипящие алифатические углеводороды, такие как пентан, гексан и гептан, оказались эффективными растворителями для парафиновых АСПО, в то время как растворители на основе ароматических углеводородов обычно используются для удаления АСПО асфальтенового типа. Однако выбор технических растворителей все еще частично основан на эмпирических подходах из-за ограниченной информации о структуре и свойствах компонентов отложений, а также сложностей, связанных с изучением

механизма взаимодействия между нефтяными дисперсными системами и растворителями [5]. Для решения проблем, связанных с АСПО, необходимы постоянные исследования и разработки, направленные на углубление понимания этих отложений и повышение эффективности методов удаления на основе растворителей. Крайне важно получить более глубокое представление о структуре и свойствах отдельных компонентов в составе отложений, что позволит разработать более адаптированные и эффективные растворители. Кроме того, изучение сложных механизмов, лежащих в основе взаимодействия между нефтяными дисперсными системами и растворителями, позволит получить ценные знания, на основе которых можно разработать усовершенствованные методы растворения АСПО.

В конечном итоге, поиск оптимальных решений для удаления АСПО имеет огромное значение для российской нефтегазовой промышленности. Эффективное решение и смягчение проблем, связанных с АСПО, не только упростит процессы разработки и эксплуатации месторождений, но и будет способствовать максимизации производительности и рентабельности добычи тяжелой нефти. Инвестируя в исследования, сотрудничество с промышленностью и технологический прогресс, Россия может проложить путь к более эффективным и устойчивым методам добычи нефти, обеспечивая постоянный рост и успех своего энергетического сектора в условиях сложных геологических условий и растущего спроса на углеводородные ресурсы [5].

Удаление асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) с нефтепромыслового оборудования предполагает использование индивидуальных углеводородных растворителей и композиций растворителей. Этот физико-химический метод в настоящее время является наиболее широко применяемым в борьбе с АСПО на различных стадиях процессов добычи, транспортировки, хранения и переработки нефти. Несмотря на значительный объем исследований, посвященных созданию методологических основ выбора подходящих растворителей для эффективного удаления АСПО, целенаправленный подбор оптимального состава растворителя для



конкретных условий эксплуатации скважин или промысловых объектов остается актуальной задачей как для промышленности, так и для академической науки.

Одна из основных трудностей в этой области заключается в разработке универсальной методики исследования, учитывающей индивидуальные особенности органических многокомпонентных отложений и самого технического растворителя. Каждое месторождение и условия эксплуатации обладают уникальными свойствами и требованиями, что обуславливает необходимость индивидуального подхода к выбору растворителя. Очень важно учитывать такие факторы, как химический состав и физические свойства отложений, температурные условия и давление, а также особенности оборудования и инфраструктуры. Эти переменные непосредственно влияют на эффективность методов удаления на основе растворителей и подчеркивают необходимость систематического подхода к разработке состава растворителя.

Для решения этой проблемы предпринимаются усилия по разработке новых растворителей или добавок, которые могут повысить эффективность удаления АСПО. Проводятся исследования по поиску растворителей с улучшенной растворимостью и селективностью для конкретных компонентов отложений. Кроме того, изучение новых составов и рецептур растворителей направлено на оптимизацию их работы в различных условиях эксплуатации. Исследуя взаимодействие между растворителями и компонентами отложений на молекулярном уровне, ученые стремятся выявить механизмы, которые помогут разработать более эффективные растворители и повысить общую эффективность процессов удаления.

Выбор подходящего растворителя имеет решающее значение для достижения наиболее эффективного метода борьбы с АСПО, и это сложная задача, требующая междисциплинарного сотрудничества между промышленными экспертами и академическими исследователями. Путем дальнейшего совершенствования исследовательских методик и расширения базы знаний о свойствах отложений и характеристиках растворителей можно

добиться значительных успехов в разработке индивидуальных растворителей для эффективного удаления АСПО. Эти достижения не только повысят производительность и рентабельность процессов добычи нефти, но и будут способствовать устойчивому и экологически ответственному управлению нефтепромысловыми операциями.

## **1. Обзор литературы**

### **1.1 Общая характеристика нефтяные отложения и механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений**

Для разработки эффективных стратегий борьбы с асфальтено-смолопарафиновыми отложениями (АСПО) и выбора соответствующих химических реагентов необходимо всестороннее понимание состава и свойств этих отложений. АСПО представляют собой твердую амальгаму углеводородов, по вязкой консистенции напоминающую густую мазь, обычно темно-коричневого или черного цвета. Основными компонентами АСПО являются асфальтосмолистые вещества (АСВ) и парафины, которые вносят существенный вклад в общий состав (от 20% до 70% по весу). Кроме того, в состав этих отложений входят связанная нефть и механические примеси, включая песок, глину, соли и воду. Иногда могут присутствовать оксиды металлов, таких как ванадий и железо, которые способны образовывать комплексы с поверхностно-активными макромолекулами, усиливая тем самым межмолекулярные взаимодействия внутри отложений [1].

Состав и относительные пропорции компонентов в АСПО зависят от ряда факторов, включающих природу нефти, добываемой в конкретном нефтедобывающем регионе, состав отложений и твердых углеводородов, место отбора проб, а также различные геологические, гидродинамические и термодинамические соображения. Среди компонентов нефтяные парафины представляют собой преобладающую фракцию залежей и являются углеводородными соединениями, принадлежащими к метановому ряду. В условиях повышенных пластовых давлений и температур парафины существуют в нефти в растворенном состоянии. Однако при транспортировке нефти в условиях, отличающихся от условий, преобладающих в пласте, парафины могут переходить во взвешенное или кристаллическое агрегатное состояние.

ГОСТ 11851-85, отраслевой стандарт в России, классифицирует нефти по содержанию парафинов. Классификация включает в себя низкопарафинистые нефти (с содержанием парафина менее 1,5% по массе), парафинистые нефти (с содержанием парафина от 1,5% до 6% по массе) и высокопарафинистые нефти (с содержанием парафина более 6% по массе). В некоторых случаях содержание парафина в АСПО может достигать 25%.

Благодаря своей нереакционной природе парафин проявляет нерастворимость в кислотах, щелочах и других химических реагентах. Обладая преимущественно линейной структурой, парафин соответствует химической формуле  $C_nH_{2n+2}$ , где переменная "n" находится в диапазоне от 16 до 64. Следовательно, нереактивность парафина представляет собой проблему для химических методов удаления, что требует специальных подходов, которые эффективно растворяют или рассеивают отложения. Для оптимального удаления парафиновых отложений в сочетании с химической обработкой часто применяются альтернативные методики, такие как механические методы, включающие соскабливание или чистку, или термические методы, включающие тепловую обработку.

Знание точного состава и свойств АСПО, включая наличие АСВ, парафинов и других примесей, имеет решающее значение для разработки целенаправленных и эффективных подходов к удалению отложений. Значительные исследования и разработки в этой области необходимы для совершенствования существующих методов и изучения новых методик, повышающих эффективность удаления АСПО. Таким образом, можно повысить общую производительность и стабильность работы в нефтегазовой отрасли, что приведет к значительным улучшениям для всего сектора в целом.

Парафин, основной компонент АСПО, обладает растворимостью в различных органических растворителях, таких как бензол, бензин, ацетон и этиловый эфир. При нагревании он также может растворяться в нефтепродуктах и маслах, содержащих минеральные компоненты. В стандартных условиях парафин имеет температуру плавления от 45 до 65

градусов Цельсия [2]. Церезин, особый вид парафина, содержит различное количество атомов углерода в своем составе, обычно в диапазоне от 36 до 55. Церезин представляет собой смесь парафиновых углеводородов и обладает как нормальной, так и изомерной структурой. По сравнению с обычным парафином, он имеет ярко выраженную мелкокристаллическую структуру и характеризуется как мягкий и аморфный продукт. Церезин имеет более высокую молекулярную массу, чем парафин, благодаря повышенному содержанию углеродного компонента, а его температура плавления составляет от 65 до 85 градусов Цельсия.

Церезин, являясь разновидностью парафина, может подвергаться воздействию окислителей, таких как азотная и хлорсульфоновая кислоты. Кроме того, церезины обладают изо-структурой и состоят из циклических радикалов, включая ароматические и нафтеновые радикалы.

Асфальто-смолистый компонент нефти имеет темную окраску. Эти гетероорганические соединения обладают гибридной сложной структурой и проявляют свойства твердых аморфных веществ. Асфальто-смолистые вещества (АСВ) преимущественно содержат кислород, серу и азот, которые присутствуют в осажденной нефти. АСВ также концентрируют значительную часть микроэлементов, содержащихся в нефти, включая такие металлы, как железо, магний, ванадий, никель, кальций, медь, титан, молибден и хром. АСВ обладают высокой поверхностной активностью и действуют как естественные стабилизаторы водонефтяных эмульсий. Это означает, что их присутствие в нефти существенно влияет на процесс кристаллизации парафиновых углеводородов. Благодаря своей сложной структуре, АСВ обладают высокой молекулярной массой.

Асфальтены, еще один компонент АСПО, представляют собой аморфные и хрупкие углеводородные соединения, имеющие темно-коричневую или черную окраску. Эти соединения в основном состоят из углерода (до 86%), водорода (до 9%), серы (от 0,5% до 9%), азота (до 2%) и кислорода (до 10%). Содержание асфальтенов в нефти может составлять от 1% до 20%, в

зависимости от конкретных условий. Асфальтены переходят в пластичное состояние при нагревании до 300 градусов Цельсия и разлагаются при более высоких температурах с выделением газа, жидкостей и твердых веществ. Они менее растворимы, чем смолы; однако ароматические углеводороды, такие как бензол, толуол, дисульфид углерода, хлороформ и тетрахлорметан, могут растворять асфальтены. И наоборот, парафиновые углеводороды, такие как спирты, эфиры и ацетон, нерастворимы в асфальтенах. Плотность асфальтенов немного больше единицы ( $1,2 \text{ г/см}^3$ ), поэтому они являются более тяжелыми компонентами нефти. Их молекулярная масса колеблется от 2 000 до 4 000 атомных массовых единиц.

Смолы, еще один важный компонент АСПО, характеризуются как высокомолекулярные гетероатомные соединения. Они существуют в виде твердых или высоковязких аморфных веществ с тусклой и черной окраской. Плотность смол несколько ниже, чем у асфальтенов, и составляет от 0,99 до  $1,08 \text{ г/см}^3$ , а их молекулярная масса обычно достигает 1200 атомных массовых единиц. Смолы хорошо растворяются нефтепродуктами и органическими растворителями, за исключением метилового и этилового спиртов. Они также подвержены растворению в алканах при нагревании до 300 градусов Цельсия. Более того, при нагревании до 350 градусов Цельсия структура смол уплотняется, что приводит к их превращению в асфальтены. Смолы легко окисляются в присутствии воздуха даже при низких температурах. Содержание кислорода, серы и азота в смолах составляет до 17% их состава, хотя эта доля уменьшается с увеличением молекулярного веса. Структура молекулы смолы состоит из бензольных колец, образующих плоскую конденсированную поликарбоциклическую сеть. Кроме того, сформированная сеть может включать пяти- и шестичленные нафтеновые и гетероциклические кольца. Периферийная часть системы конденсированных смол, присутствующая в составе АСПО, содержит замещенные углеводородные радикалы, включая алифатические, циклические и смешанные радикалы. Эти заместители могут включать такие функциональные группы, как -ОН, -SH, -

$\text{NH}_2$  и  $=\text{CO}$  [3].

Тип асфальто-смоло-парафиновых отложений в первую очередь зависит от содержания органических компонентов, а именно асфальтенов, смол и парафинов. На образование и накопление АСПО влияет множество факторов, включая выделение газа, колебания температуры и перепады давления на забое скважин. На интенсивность образования парафиновых отложений в скважинах также влияют различные факторы, такие как физико-химические характеристики пластовой жидкости, групповой химический состав пластовой жидкости, термобарические условия, содержание смолистых асфальтенов и парафинов, гидродинамические характеристики потока пластовой жидкости, шероховатость стенок труб и др. Выделение газа может усилить процесс кристаллизации парафина при условии, что температура нефти будет снижена ниже температуры кристаллизации парафина.

Понимание факторов, способствующих образованию АСПО, имеет решающее значение для реализации профилактических мер и разработки эффективных стратегий удаления. Например, для минимизации образования парафиновых отложений можно использовать контроль за выделением газа, температурой и давлением. Кроме того, управление физико-химическими свойствами пластового флюида, например, корректировка химического состава, может помочь уменьшить образование отложений. Кроме того, оптимизация динамики потока жидкости и состояния стенок труб может снизить вероятность накопления отложений. Учет этих факторов и принятие соответствующих профилактических мер позволяет нефтегазовой промышленности минимизировать проблемы, связанные с АСПО, и повысить эффективность и стабильность производственных процессов [18].

На процесс выделения парафина из жидкой фазы нефти влияет целый ряд факторов, помимо забойного давления. Состав самой нефти играет значительную роль в образовании АСПО. Присутствие высокомолекулярных соединений, таких как смолы и асфальтены, увеличивает склонность к отложению парафина. Кроме того, присутствие примесей, включая воду, соли

и твердые частицы, может еще больше усугубить процесс образования отложений. Кроме того, физические и химические характеристики пласта, такие как его проницаемость и пористость, влияют на движение и накопление парафиновых отложений. Различия в этих факторах на разных месторождениях обуславливают различный характер и интенсивность образования АСПО.

Для борьбы с АСПО и их предотвращения требуются комплексные стратегии, учитывающие конкретные условия и проблемы, возникающие на каждом месторождении. Регулярный мониторинг состояния скважин и трубопроводов имеет решающее значение для выявления ранних признаков образования отложений. Применение профилактических мер, таких как химическая обработка и нанесение покрытий на поверхности оборудования, может помочь уменьшить накопление отложений. Механизмы удаления существующих отложений включают использование химических растворителей, механических методов (например, скребков или скребок) и термических методов (например, закачка пара или термическая обработка). Сочетание этих подходов с эффективным управлением потоком жидкости, включая оптимизацию расхода и скорости потока, может помочь в предотвращении и удалении АСПО [19].

Выбор подходящих методов и реагентов для удаления отложений требует глубокого понимания специфических характеристик отложений. Лабораторные анализы и испытания могут дать ценные сведения о составе, структуре и поведении АСПО в различных условиях. Изучая взаимодействие между растворителями и компонентами отложений, исследователи могут определить наиболее эффективные растворители и разработать индивидуальные протоколы обработки. Кроме того, развитие методов визуализации, таких как сканирующая электронная микроскопия и рентгеновская дифракция, позволяет детально охарактеризовать морфологию и внутреннюю структуру отложений, что дает возможность разрабатывать более точные и целенаправленные стратегии удаления [20].



Постоянная разработка инновационных технологий и методов для предотвращения и удаления АСПО имеет решающее значение для устойчивого функционирования нефтегазовой промышленности [21]. Исследовательские усилия направлены на повышение эффективности и рентабельности существующих методов, а также на изучение новых подходов, таких как использование наночастиц и "умных" покрытий, для улучшения контроля отложений. Сотрудничество между заинтересованными сторонами в отрасли, исследователями и поставщиками технологий имеет важное значение для развития отрасли и обеспечения постоянной производительности и долговечности объектов нефтедобычи. Благодаря этим коллективным усилиям можно эффективно решать проблемы, связанные с АСПО, минимизируя сбои в работе и оптимизируя использование ресурсов при добыче и переработке нефти.

## **1.2 Влияние химического состава нефти на АСПО**

Состав асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) может значительно отличаться даже среди нефтей, добытых на одних и тех же месторождениях и обладающих сходными физико-химическими свойствами. Такое разнообразие объясняется химическими и химико-коллоидными свойствами АСПО, которые создают трудности при попытке удаления этих отложений. Несмотря на обширные исследования, четкой связи между химическим составом нефти и конкретным составом АСПО не установлено. Однако существует закономерность: содержание смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) в АСПО обратно пропорционально количеству присутствующих парафинов. Другими словами, при увеличении концентрации САВ количество парафинов уменьшается. Такое взаимодействие между парафинами, смолами и асфальтенами обуславливает сложный характер АСПО.

Образование АСПО начинается при снижении температуры

окружающей среды и, соответственно, температуры нефти. Температура добываемой нефти играет решающую роль в механизме осаждения парафинов. При повышении температуры парафины растворяются в нефти. Изоляция стенок лифтовых труб скважин часто бывает недостаточной, что приводит к неизбежному охлаждению нефти. Многочисленные эксперименты показали, что прежде чем парафины выпадают в осадок в виде кристаллов, они претерпевают структурные изменения, соединяясь друг с другом и образуя непрерывную решетчатую сеть, напоминающую широкую ленту. Такое образование значительно усиливает адгезионные свойства парафинов, повышая их склонность к прилипанию к поверхностям.

Асфальтены, значительный компонент АСПО, могут выступать в качестве центров зарождения депрессии. Когда присутствуют асфальтены, они соединяются с парафинами, образуя сплошную структуру, предотвращая лентообразное образование, наблюдаемое в отложениях, содержащих только парафины. Следовательно, перераспределение парафинов между несколькими центрами уменьшает образование кристаллов. Повышенное содержание смолистых веществ в отложениях усиливает формирование ленточной структуры парафинов и повышает их адгезию к поверхностям. Такая адгезия затрудняет удаление АСПО, поскольку отложения прочно прикрепляются к поверхностям оборудования, снижая эффективность работы.

Понимание сложных взаимодействий между парафинами, смолами и асфальтенами имеет решающее значение для разработки эффективных стратегий по снижению образования и удалению АСПО. Необходимы дальнейшие исследования для изучения основных механизмов и оптимизации методов предотвращения и удаления отложений. Понимание факторов, влияющих на процесс осаждения, таких как температура, давление и наличие центров нуклеации, позволит разработать инновационные решения для смягчения проблем, связанных с АСПО. Сотрудничество между промышленными экспертами, учеными и

инженерами является жизненно важным для развития знаний в этой области и повышения общей эффективности и надежности систем добычи и транспортировки нефти.

Влияние различных факторов на формирование и накопление асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) выходит за рамки температуры и наличия центров нуклеации. Физические и химические свойства пластовой жидкости, такие как вязкость, плотность и межфазное натяжение, также вносят свой вклад в процесс отложения. Например, высоковязкие нефти более склонны к образованию отложений из-за вялого движения жидкости, что позволяет парафинам и другим компонентам больше времени взаимодействовать и выпадать в осадок. Кроме того, присутствие примесей, таких как вода и твердые частицы, может способствовать агломерации парафинов и препятствовать их диспергированию, что еще больше способствует образованию отложений.

Кроме того, термодинамические свойства нефтяной системы играют значительную роль в образовании АСПО. При снижении температуры растворимость различных компонентов в нефти изменяется. Индекс насыщения, который представляет собой термодинамическое равновесие между маслом и осаждаемыми компонентами, является критическим параметром для понимания поведения осаждения. Отклонения от индекса насыщения могут привести к выпадению парафинов, смол и асфальтенов, что приводит к образованию отложений. Взаимосвязь между температурой, давлением и составом в нефтяной системе является сложной и требует тщательного анализа для прогнозирования и контроля образования отложений.

Для решения проблем, связанных с АСПО, необходим междисциплинарный подход. Разработка точных математических моделей, подкрепленных экспериментальными данными, может дать представление о механизмах отложения и помочь оптимизировать стратегии профилактики. Передовые методы визуализации, такие как атомно-силовая микроскопия и

конфокальная микроскопия, могут обеспечить детальную визуализацию структуры отложений и помочь в определении морфологии отложений. Более того, применение вычислительных методов, таких как моделирование молекулярной динамики, может обеспечить понимание на молекулярном уровне взаимодействий между нефтяными консуменатами.

Стоит отметить, что удаление АСПО требует тщательного баланса между эффективным растворением отложений и предотвращением повреждения оборудования и инфраструктуры. Для удаления отложений обычно используются химические растворители, механические методы и термическая обработка. Однако выбор подходящего метода зависит от конкретных характеристик отложений и эксплуатационных ограничений. Разработка эффективных и экологически чистых растворителей, оптимизация процедур очистки и минимизация использования агрессивных химикатов являются областями постоянных исследований.

Углубляя наше понимание сложного взаимодействия между парафинами, смолами и асфальтенами, а также учитывая более широкие факторы, влияющие на образование АСПО, можно разработать целевые и эффективные стратегии предотвращения и удаления отложений. Эти знания не только повысят производительность и надежность систем добычи и транспортировки нефти, но и будут способствовать устойчивому и экологически безопасному функционированию нефтегазовой промышленности.

На состав и свойства АСПО влияют не только температура и наличие парафинов, но и взаимодействие между различными компонентами в составе нефти. Взаимосвязь между смолистыми соединениями и образованием парафина напрямую зависит от температуры насыщения нефти. При высоком содержании смолистых веществ в АСПО температура насыщения снижается, препятствуя выпадению парафинов. И наоборот, когда содержание смолистых веществ низкое, температура насыщения повышается, способствуя осаждению парафинов. С другой стороны, связь

между асфальтовыми соединениями и образованием парафинов обратная, поскольку более высокое содержание асфальтенов в нефти препятствует парафинизации.

Помимо температуры и состава, растворимость и плотность различных веществ также влияют на их присутствие в АСПО. Вещества, нерастворимые в нефти, такие как некоторые примеси или компоненты с поверхностно-активными свойствами, имеют тенденцию мигрировать в АСПО. Эти вещества часто имеют более высокую плотность по сравнению с нефтью и могут вносить свой вклад в формирование и состав отложений. Стоит отметить, что присутствие природных ПАВ или ПАВ-подобных свойств в АСПО значительно выше, чем в самой нефти. Это позволяет предположить, что ПАВ могут играть решающую роль в формировании АСПО, особенно в отношении смол и асфальтоновых соединений. Эти вещества проявляют стабилизирующие свойства для эмульсий вода-в-масле, которые влияют на вязкость, реологические свойства и коллоидное поведение АСПО при взаимодействии с различными добавками или моющими средствами.

Понимание роли ПАВ и их влияния на образование АСПО необходимо для разработки эффективных стратегий по предотвращению и уменьшению накопления отложений. ПАВ могут изменять межфазное натяжение между маслом и водой или маслом и твердой поверхностью, влияя на стабильность и поведение АСПО. Исследовательские усилия направлены на выяснение конкретных механизмов влияния ПАВ на образование отложений и разработку присадок на основе ПАВ, которые могут эффективно контролировать и диспергировать АСПО. Оптимизация использования ПАВ и понимание их взаимодействия с другими компонентами отложений позволяет адаптировать протоколы обработки и повысить эффективность процессов предотвращения и удаления отложений.

Кроме того, реологические свойства АСПО тесно связаны с присутствием ПАВ и взаимодействием между различными компонентами. Эмульсионная природа АСПО, обусловленная присутствием воды и

стабилизирующим действием ПАВ, существенно влияет на текучесть отложений. Реологические свойства, включая вязкость, предел текучести и сдвиговое утончение, влияют на транспортабельность АСПО и эффективность методов удаления. Поэтому понимание сложного взаимодействия между ПАВ, реологическими свойствами и другими композиционными факторами является жизненно важным для разработки индивидуальных решений по управлению АСПО и улучшению эксплуатационных характеристик систем добычи и транспортировки нефти [22].

### **1.3 Механизм формирования АСПО**

Механизм образования асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) представляет собой сложный процесс, включающий множество стадий, способствующих накоплению твердых отложений на поверхностях промышленного оборудования в процессе добычи и транспортировки нефти [18]. Этот процесс включает не только первоначальное образование твердых органических частиц, но и последующее прилипание и накопление этих частиц на поверхностях, что приводит к образованию толстых слоев органических отложений.

Одной из преобладающих теорий, объясняющих образование парафиновых отложений, является теория "осадок-поверхность". Согласно этой теории, кристаллы твердых углеводородов образуются в текущей нефти и постепенно оседают на поверхности, прикрепляясь к механическим структурам и образуя слои органического осадка. Этот механизм подчеркивает важность гидродинамики и движения нефти для облегчения процесса осаждения.

Альтернативная теория, известная как теория "кристаллизация-поверхность", предполагает, что кристаллы парафина образуются непосредственно на металлических поверхностях, непрерывно растут по мере

того, как их питает текущая нефть. Эта теория предполагает, что металлические поверхности сами выступают в качестве мест зарождения кристаллов, что приводит к постепенному накоплению парафиновых отложений. В этом механизме парафинизация металлических поверхностей, происходящая в специфических условиях контакта с маслом, одновременно выступает и как поверхность для роста кристаллов, и как фактор, способствующий образованию отложений.

Кроме того, существует гибридный механизм, сочетающий в себе элементы теорий "осаждение-объем" и "кристаллизация-поверхность". Этот механизм учитывает роль как объемного осаждения твердых частиц в объеме масла, так и последующего прикрепления и роста кристаллов на поверхностях. Состояние и характеристики соответствующих поверхностей, такие как их шероховатость, состав и предыдущее воздействие нефти, существенно влияют на ход процесса парафинизации. Понимание взаимодействия между потоком нефти, свойствами поверхности, образованием и ростом твердых отложений имеет решающее значение для разработки эффективных стратегий по предотвращению, управлению и устранению АСПО.

Для углубления нашего понимания этих механизмов и их конкретного вклада в формирование АСПО необходимы постоянные исследования и экспериментальные изыскания. Получив более глубокое представление об основных процессах, исследователи смогут разработать целевые меры вмешательства и контроля для смягчения накопления отложений и минимизации эксплуатационных проблем в нефтегазовой промышленности.

Формирование АСПО включает две различные стадии [18]. На первом этапе зародыши кристаллов парафина зарождаются и растут на поверхностях, контактирующих с нефтью. Вторая стадия наступает, когда более крупные кристаллы оседают на покрытых парафином поверхностях. На этой стадии асфальтены выпадают в осадок в виде плотного и стойкого вещества, чему способствует усиливающее действие смол. Смолы, будучи поверхностно-активными веществами, обладают способностью адсорбироваться на

поверхности кристаллов парафина и тормозить процесс их кристаллизации. Асфальтены, с другой стороны, существуют в виде мягких частиц, которые диспергируют кристаллы парафина. Однако если в парафиновых осадках присутствуют смолисто-асфальтовые компоненты, тяжелые парафины могут накапливаться на стенках трубопровода, препятствуя их удалению потоком нефти.

Температура играет решающую роль в этих процессах. Нефтяные осадки образуются при контакте добываемой нефти с поверхностями различного оборудования, обычно при температуре, близкой к температуре плавления парафинов. Между нефтью и поверхностью труб существует температурный градиент, что приводит к изменению растворимости нефти по отношению к парафинам и инициирует прилипание парафинов к стенкам труб. Также считается, что на накопление и рост этих отложений влияет наличие центров кристаллизации парафинов, которые образуются на участках трубопровода с неровностями поверхности или трещинами.

В условиях эксплуатации скважины или другого оборудования крайне маловероятно, чтобы отдельная частица парафина прочно прикрепилась к поверхностям. Механическое закрепление частицы парафина на поверхности оборудования в нормальных рабочих условиях практически невозможно. Прилипание парафинов к поверхностям требует ряда сложных процессов, включая зарождение и рост кристаллов, дисперсию асфальтенов и наличие подходящих условий, таких как температурные градиенты и неровности на поверхности.

Понимание механизмов и факторов, влияющих на фиксацию и накопление парафиновых отложений на поверхностях оборудования, имеет решающее значение для разработки эффективных стратегий предотвращения и удаления. Необходимы дальнейшие исследования для изучения конкретных параметров, влияющих на эти процессы, таких как характеристики поверхности, динамика жидкости и взаимодействие между различными компонентами в отложениях. Получив более глубокое понимание этих



механизмов, инженеры и исследователи смогут разработать целевые подходы для смягчения образования АСПО, оптимизации эксплуатационных процедур и обеспечения эффективного и надежного функционирования систем добычи и транспортировки нефти.

На осаждение отложений в нефти может влиять несколько факторов. Одним из важных факторов является наличие в нефти высокомолекулярных соединений. Эти соединения способствуют образованию отложений, увеличивая вероятность выпадения кристаллов твердой фазы из нефти. Конкретный состав нефти, включая наличие различных разветвленных углеводородов, таких как ароматические и нафтеновые, также влияет на характеристики образующихся отложений. Углеводороды с большим количеством разветвлений обычно дают более слабые осадки, поскольку они имеют большую склонность к удержанию жидкой фазы в виде кристаллических соединений. С другой стороны, углеводороды метанового ряда, особенно парафины, имеют большую склонность к образованию твердых и плотных структур. Поэтому можно сделать вывод, что углеводороды с более разветвленной структурой могут быть относительно легко удалены из нефти по сравнению с высокомолекулярными парафинами, которые образуют более твердые и плотные осадки.

Удаление этих отложений из нефти представляет значительные трудности, требуя значительных ресурсов и трудозатрат. Наличие твердых и плотных парафиновых отложений требует применения специальных методов и технологий для их эффективного растворения или диспергирования. Обычно применяется химическая обработка с использованием органических растворителей и добавок, которые избирательно воздействуют на парафиновые структуры и разрушают их. Для физического удаления отложений с поверхности оборудования могут применяться механические методы, такие как соскабливание или чистка щеткой. Кроме того, термические методы, предполагающие применение тепла, могут способствовать размягчению отложений, что облегчает их удаление. Сочетание этих

различных подходов в комплексной и индивидуальной манере может повысить эффективность операций по удалению отложений. Однако важно отметить, что выбор наиболее подходящего метода зависит от различных факторов, включая состав и свойства отложений, конкретные условия эксплуатации и используемое оборудование.

Помимо разработки инновационных подходов к удалению АСПО, необходимо сосредоточиться на профилактических мерах, чтобы свести к минимуму образование и накопление этих отложений. Регулярный контроль и техническое обслуживание нефтепромыслового оборудования, а также внедрение эффективных процедур очистки могут помочь предотвратить накопление отложений. Это включает в себя использование химических ингибиторов и присадок, которые могут изменять свойства нефти и препятствовать отложению АСПО. Кроме того, оптимизация условий эксплуатации, таких как температура, давление и скорость потока, может помочь снизить риски, связанные с образованием отложений, и уменьшить необходимость частой очистки и технического обслуживания.

При разработке новых методов и технологий следует также учитывать воздействие удаления АСПО на окружающую среду. Необходимо прилагать усилия для минимизации использования опасных химикатов и уменьшения образования отходов в процессе очистки. Необходимо изучить устойчивые альтернативы, такие как использование биоразлагаемых растворителей или экологически чистых чистящих средств, чтобы обеспечить долгосрочную экологическую устойчивость операций по добыче и транспортировке нефти.

Общественная осведомленность и образовательные программы могут сыграть значительную роль в продвижении ответственной практики управления АСПО. Информирова заинтересованные стороны о важности удаления и предотвращения отложений, а также о потенциальных экологических и экономических последствиях пренебрежения этими вопросами, специалисты отрасли и широкая общественность могут способствовать внедрению передовой практики. Кроме того, сотрудничество с

регулирующими органами и соблюдение отраслевых стандартов и руководящих принципов может гарантировать, что управление АСПО осуществляется безопасным, отвечающим требованиям и устойчивым образом.

В заключение следует отметить, что эффективное удаление и предотвращение АСПО в нефтехимической и нефтяной промышленности имеет решающее значение для поддержания эксплуатационной эффективности, сокращения времени простоя и минимизации воздействия на окружающую среду. Продолжение исследований и разработок, а также междисциплинарное сотрудничество необходимы для оптимизации существующих методов и изучения новых технологий удаления АСПО. Профилактические меры, устойчивая практика и инициативы по информированию общественности также являются важнейшими компонентами комплексного подхода к управлению отложениями. Решая эти проблемы и внедряя инновационные решения, промышленность может повысить надежность, устойчивость и рентабельность систем добычи и транспортировки нефти.

#### **1.4 Методы борьбы с АСПО**

В профилактических методах часто используются различные химические добавки, препятствующие образованию и отложению отложений. Эти присадки могут изменять свойства нефти, например, снижать ее вязкость или изменять поведение парафинов при кристаллизации. Изменяя характеристики нефти, можно свести к минимуму тенденцию к образованию и накоплению отложений. Кроме того, использование ингибиторов может предотвратить прилипание отложений к поверхностям оборудования, облегчая их удаление во время регулярного технического обслуживания. Однако для обеспечения их эффективности очень важно подобрать соответствующие присадки, совместимые с конкретным составом

масла и условиями эксплуатации.

Другой подход к предотвращению и удалению отложений предполагает использование современных систем фильтрации. Эти системы предназначены для удаления твердых частиц, включая отложения, из потока масла до того, как они смогут вызвать осаждение или нагар на оборудовании. Методы фильтрации различаются в зависимости от размера частиц и желаемого уровня эффективности фильтрации. Эти системы могут быть внедрены на различных этапах процессов добычи и транспортировки, например, на устье скважины, во время хранения нефти или в различных точках трубопроводной сети. Регулярный мониторинг и техническое обслуживание этих систем фильтрации необходимы для обеспечения оптимальной производительности и предотвращения возможного повреждения оборудования.

Более того, прогресс в области цифровых технологий и аналитики данных позволил разработать стратегии предиктивного обслуживания для борьбы с отложениями. Мониторинг ключевых параметров, таких как температура, давление и скорость потока, а также анализ исторических данных позволяют обнаружить потенциальные проблемы образования отложений до того, как они станут серьезными проблемами. Такой упреждающий подход позволяет своевременно принять меры, например, отрегулировать рабочие параметры или провести профилактическую обработку, чтобы снизить риск отложения осадка. Кроме того, мониторинг поверхностей оборудования в режиме реального времени с помощью датчиков и методов визуализации может дать ценную информацию о степени и месте накопления отложений, что позволяет применять целенаправленные и эффективные методы их удаления.

В целом, управление образованием и накоплением отложений в нефтехимической и нефтяной промышленности требует многогранного подхода. Он включает в себя сочетание профилактических мер, таких как использование химических добавок и систем фильтрации, наряду с

проактивными стратегиями технического обслуживания и применением передовых технологий. Постоянные исследования и разработки необходимы для совершенствования существующих методов, изучения новых подходов и оптимизации выбора и реализации стратегий борьбы с отложениями. Эффективное управление отложениями позволяет повысить эффективность работы, сократить время простоя и минимизировать вероятность повреждения оборудования, что в конечном итоге повышает устойчивость и производительность нефтегазовых операций.



Рисунок 1 –Классификация методов борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями

Помимо различных методов, упомянутых ранее, на практике широко используются методы профилактической очистки для удаления органических отложений с нефтяного оборудования. Эти методы можно разделить на различные категории в зависимости от их применения, такие как механические, термические, физические и химические методы. Механические методы подразумевают использование таких устройств, как скребки и шарики, для физического удаления отложений с поверхностей оборудования. Термические методы используют горячие тепловые жидкости для промывки оборудования и растворения или удаления отложений. Физические методы

используют такие технологии, как электромагнитные колебания, чтобы нарушить прилипание отложений. Химические методы предполагают использование специальных реагентов, таких как растворители, депрессоры и добавки, для растворения или ингибирования образования АСПО. Оптимизированное сочетание этих методов может повысить их эффективность и экономичность в практическом применении [29-32].

Среди этих методов химический подход привлек значительное внимание благодаря своей высокой эффективности и длительному действию. Химические реагенты играют важную роль в предотвращении и удалении парафиновых отложений в скважинах и трубопроводах. Эти реагенты можно разделить на различные категории, включая смачивающие агенты, модификаторы, депрессоры и диспергаторы. Смачивающие агенты образуют гидрофильную пленку на поверхности металла, предотвращая прилипание кристаллов парафина к оборудованию и облегчая их удаление потоком жидкости. Модификаторы взаимодействуют с молекулами парафина, предотвращая их укрупнение и накопление и удерживая кристаллы во взвешенном состоянии. Депрессоры препятствуют накоплению молекул парафина во время адсорбционных процессов. Они помогают поддерживать растворимость и дисперсность парафинов в нефти. Растворы активных веществ, таких как депрессорные добавки в органических растворителях, предназначены для обеспечения быстрой растворимости депрессатора в нефти, что повышает их эффективность в снижении АСПО. [19].

Среди этих методов химический подход привлек значительное внимание благодаря своей высокой эффективности и длительному действию. Химические реагенты играют важную роль в предотвращении и удалении парафиновых отложений в скважинах и трубопроводах. Эти реагенты можно разделить на различные категории, включая смачивающие агенты, модификаторы, депрессоры и диспергаторы. Смачивающие агенты образуют гидрофильную пленку на поверхности металла, предотвращая прилипание кристаллов парафина к оборудованию и облегчая их удаление потоком

жидкости. Модификаторы взаимодействуют с молекулами парафина, предотвращая их укрупнение и накопление и удерживая кристаллы во взвешенном состоянии. Депрессаторы препятствуют накоплению молекул парафина во время адсорбционных процессов. Они помогают поддерживать растворимость и дисперсность парафинов в нефти. Растворы активных веществ, таких как депрессорные добавки в органических растворителях, предназначены для обеспечения быстрой растворимости депрессатора в нефти, что повышает их эффективность в снижении АСПО [29].

Выбор и применение химических реагентов зависит от различных факторов, включая конкретный состав и свойства масла, тяжесть образования отложений и условия эксплуатации оборудования. Правильное дозирование и контроль реагентов имеют решающее значение для достижения желаемых результатов. В последние годы был достигнут значительный прогресс в разработке специализированных химических реагентов, отвечающих конкретным требованиям по удалению отложений. Проводимые исследования направлены на повышение эффективности и экологической устойчивости методов химической очистки за счет сокращения объема используемых реагентов и минимизации их воздействия на окружающую среду. Продолжение сотрудничества между исследователями, инженерами и специалистами отрасли необходимо для дальнейшего повышения эффективности и применимости химических методов для предотвращения и удаления АСПО [33].

Несмотря на обширную литературу по физико-химическим методам удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО), в настоящее время отсутствуют прогнозные рекомендации или стандартизированные составы. Эффективность методов в значительной степени зависит от конкретного месторождения, состава нефти и отсутствия теоретических разработок по взаимодействию нефти и реагентов. Кроме того, из-за отсутствия окончательной методологии использования и состава растворителей, выбор состава растворителей часто основывается на местной

доступности и практическом опыте. При анализе действия различных растворителей на АСПО их можно разделить на индивидуальные органические растворители, растворители различных классов природных органических соединений, смеси органических соединений нефтехимического производства и органические смеси с добавками ПАВ [34,35].

В данном исследовании в качестве удалителей АСПО использовались технические растворители различной природы. Основное внимание было уделено демонстрации процесса растворения этих отложений с помощью технических растворителей, поскольку влияние добавок было изучено достаточно полно. Растворители, используемые для удаления АСПО, должны отвечать нескольким требованиям: высокая эффективность, технологичность и экологичность, техническая осуществимость [36,37]. Удаление АСПО - сложный и ответственный процесс, поскольку эти отложения повышают вязкость нефти, препятствуют добыче и могут привести к застою, коррозии или выходу скважины из строя. На эффективность процесса удаления влияют различные факторы, включая температуру, продолжительность контакта между растворителем и АСПО, состав и свойства растворителя, а также состав АСПО [38];

Температура играет важную роль в действии растворителя, так как повышение температуры усиливает процесс растворения, но также увеличивает летучесть растворителя, тем самым повышая риск взрывов и пожаров. Оптимальная температура нагрева растворителя обычно находится в диапазоне 30-40 °С. Состав АСПО и растворителя также оказывает решающее влияние. Существующие данные о физико-химических свойствах и эффективности технических растворителей в основном основаны на их взаимодействии с n-парафинами, выделенными из нефти. Растворимость n-парафинов подчиняется определенным закономерностям: растворимость уменьшается с повышением температуры плавления, растворители с меньшей молекулярной массой имеют более высокую растворимость (хотя это не универсально), растворимость уменьшается с понижением температуры, а



растворимость в н-парафинах обычно выше, чем в ароматических углеводородах [39-42].

Смолы и асфальтены также проявляют свои собственные особенности. [43,44]. Смолы с меньшей молекулярной массой растворяются легче, а при увеличении концентрации асфальтенов смолы становятся более растворимыми в ароматических углеводородах, чем в н-алканах. Эти наблюдения дают представление о характеристиках растворимости различных компонентов в АСПО и могут служить руководством при выборе и оптимизации составов растворителей для эффективного удаления. Однако необходимы дальнейшие исследования для лучшего понимания сложных взаимодействий между растворителями и различными компонентами АСПО, что позволит разработать индивидуальные и эффективные стратегии очистки для конкретных характеристик каждого нефтяного месторождения.

Состав и структура асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) могут отличаться от их отдельных составляющих в результате термической или химической обработки, которой они подвергаются. Было проведено множество исследований для изучения взаимосвязи между составом АСПО и эффективностью растворителей, используемых для их удаления. Однако четких закономерностей установлено не было, в основном из-за сложной природы отложений и присущих им различий в составе и характеристиках различных нефтяных месторождений и соответствующих им нефтей. Тем не менее, наблюдаются некоторые общие тенденции, например, небольшое снижение эффективности растворителей по мере увеличения концентрации парафинов и асфальтенов в АСПО. Еще одним фактором, который может существенно повлиять на действие растворителей, является наличие пластовой воды в отложениях.

При изучении процесса удаления АСПО с использованием углеводородных растворителей необходимо учитывать как экстенсивные, так и интенсивные факторы. К экстенсивным факторам относятся состав, структура и свойства самого АСПО, а также характеристики используемого

растворителя. Интенсивные факторы включают температуру и время контакта. Состав и сложность АСПО могут существенно различаться, что требует всестороннего понимания их свойств и поведения при обработке растворителем. Кроме того, при выборе и оптимизации растворителей следует учитывать специфические характеристики отложений и условия на нефтяном месторождении.

Помимо состава и структуры АСПО, другие факторы, такие как температура и время контакта, также играют решающую роль в эффективности процессов удаления на основе растворителей. Температура влияет на растворимость и реакционную способность отложений, причем более высокие температуры обычно способствуют более высокой скорости растворения. Однако слишком высокие температуры могут привести к угрозе безопасности и повлиять на свойства самого растворителя. Время контакта между растворителем и АСПО является еще одним важным фактором, поскольку оно влияет на степень растворения и общую эффективность обработки растворителем. Продолжительность контакта должна быть оптимизирована для обеспечения тщательного удаления, учитывая при этом практические ограничения по срокам эксплуатации.

В целом, удаление АСПО с помощью углеводородных растворителей - сложный процесс, требующий тщательного учета различных факторов. Уникальный состав и структура АСПО, а также характеристики растворителя и условия на месторождении вносят свой вклад в сложность процесса удаления. Для достижения эффективного и результативного удаления АСПО необходимо проводить детальные исследования, учитывающие специфические характеристики отложений, и оптимизировать выбор и применение растворителей с учетом обширных и интенсивных факторов, влияющих на процесс.

## 2. Объекты и методы исследования

### 2.1 Объекты исследования

В качестве объектов исследования были выбраны образцы высокопарафинистой нефти Верхне-Салатского месторождения (Томская область), также нефть с высоким содержанием асфальтеновых и смолистых соединений Усинского месторождения и товарный продукт - жидкий битум, которые отличается своей высокой вязкостью от других объектов.

Первая исследованная нефть характеризуется значительным содержанием парафинов и высокими температурами застывания (табл.1). Для исследуемых образцов характерно низкое содержание асфальтеновых углеводородов (АУВ) – 0,1-0,2 мас.%, смол – 1,3 – 2,4 мас.% .

Таблица 1 – Характеристика нефти Верхне-Салатского месторождения

Месторождение нефти	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость, мм <sup>2</sup> /с	T <sub>пл</sub> ПУВ, °С	T <sub>заст.</sub> , °С	Содержание в нефти, мас. %		
					АУВ	Смолы	ПУВ
Верхне - Салатское	787,2	3,8363	51,5	+15	0,1	2,4	11,6

ПУВ – парафиновые углеводороды; АУВ – асфальтеновые углеводороды.

Второй образец АСПО из нефти Усинского месторождения, который характеризуется высоким содержанием парафино-нафтеновых и ароматических углеводородов (табл.2).

Таблица 2 – Характеристика нефти Усинского месторождения

Месторождение нефти	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость, мм <sup>2</sup> /с	Т <sub>пл</sub> ПУВ, °С	Т <sub>заст</sub> , °С	Содержание в нефти, мас. %			
					АУВ	Смолы		ПУВ
						Бензольные	Спирто-бензольные	
Усинское месторождение	922,6	2,503	-	+12 °С	2,5	3,9	8,3	29,0

Третий образец АСПО – «Жидкий битум» Битумная мастика, приобретенная в г.Томск. Данный образец характеризуется своей высокой вязкостью (табл.3).

Таблица 3 – Характеристика жидкого битума

Массовая доля нелетучих веществ, %	Прочность сцепления с основанием, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Водопоглощение пленки, %, по массе	Теплостойкость, ОС
			При температуре, ОС, не ниже 70
42	0,1 (1,0)	2,0	5

## 2.2 Методы исследования

Количество АСПО во всех образцах было определено методом «холодного» стержня. В дальнейшем полученные осадки были использованы в лаборатории в качестве АСПО по методике «Башнефть» для исследования и подбора растворителей для их удаления.

### **2.2.1 Определение количества АСПО методом "холодного" стержня**

Количественную оценку процесса осадкообразования проводят на установке, разработанной на основе известного метода —холодного стержня. Установка (рисунок 2) состоит из металлического стержня, охлаждаемого до заданной температуры (от плюс 30 до минус 20 °С), в качестве теплоносителя используем дистиллированную воду в термостате (от 70 до 30 °С). Количество осадка, образовавшегося на стержне, определяют гравиметрически. Результатом является среднее арифметическое трех параллельных опытов.



Рисунок 2 – Схема установки по определению количества нефтяного осадка в нефти методом – холодного стержня: 1 – теплоноситель (H<sub>2</sub>O); 2 – нефть; 3 – стакан металлический; 4 – стержень металлический; 5 – трубка металлическая; 6 – пробка корковая; 7 – хладагент (охлаждающая жидкость)

### **2.2.2 Методика лабораторная по определению эффективности растворяющей и удаляющей способности растворителя АСПО**

Методика лабораторных испытаний для оценки эффективности растворителей для асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на нефтепромысловом оборудовании включает в себя две различные методики,

А и В, каждая из которых подходит для различных сценариев работы растворителя. Методика А предназначена для определения растворяющей и разрушающей способности растворителей на необработанных отложениях, в то время как методика В направлена на оценку способности растворителей суспендировать высокомолекулярные соединения, присутствующие в АСПО. Эти две части методики предназначены для конкретных применений, таких как очистка трубопроводов (методика А) и удаление АСПО в скважинах (методика В).

В данном исследовании использовалась методика В с некоторыми изменениями для лучшего воспроизведения работы растворителей в скважинных условиях. Процедура включала использование заранее подготовленных образцов отложений, которые были тщательно отобраны, чтобы иметь приблизительно одинаковый вес, а затем взвешены с помощью аналитических весов. Эти осадки помещались в специальные сита, которые затем погружались в 50 мл стакан, содержащий испытуемый растворитель. Осадки оставались в контакте с растворителем в течение 15 минут, в течение которых проводились наблюдения и записывались такие показатели, как набухание, разрушение и процентное уменьшение объема. После первого 15-минутного периода сита извлекались из стакана, повторно взвешивались, и результаты записывались. Этот процесс повторялся с регулярными интервалами в 15 минут до полного растворения или диспергирования осадка.

Используя эту модифицированную методику В, исследование было направлено на определение способности растворителя эффективно суспендировать и диспергировать высокомолекулярные соединения в АСПО. Наблюдения и измерения, зарегистрированные во время процесса растворения, позволили получить ценные сведения о работе растворителя и его потенциале для удаления АСПО. Собранные данные, включая время, необходимое для полного растворения, и изменения в объеме осадка, были записаны в табличной форме для анализа и сравнения.

Важно отметить, что изложенная здесь методика лабораторных испытаний служит контролируемым и стандартизированным подходом к оценке эффективности растворителя. Однако важно учитывать, что реальные условия на нефтяных месторождениях могут отличаться, и дополнительные факторы, такие как температура, давление и динамика потока, могут влиять на эффективность растворителей при удалении АСПО. Поэтому для подтверждения результатов лабораторных исследований и оптимизации выбора и применения растворителей для практического использования в нефтепромысловых операциях необходимы дальнейшие полевые испытания и оценки.

Насыщаемость растворителя высокомолекулярными соединениями ( $C_n$ ) определили по формуле:

$$C_n = \frac{m}{V} * 1000 ,$$

где  $m$  – масса навески, г;

$V$  – объем растворителя ( $V_1 + V_2 + \dots + V_n$ ),  $\text{см}^3$ ;

1000 – переводной коэффициент в  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Для каждого образца проводили не менее двух параллельных определений.

Эффективность растворителя рассчитывают по формуле:

$$\Xi = \frac{m_1 - m_2}{m_1} * 100 \%$$

$m_1$  - масса отложений, взятая для эксперимента, г;

$m_2$  - масса отложений после эксперимента, г.

### **3. Расчеты и аналитика**

#### **3.1 Постановка задач исследования**

Тяжелые нефти в условиях истощения традиционных энергетических ресурсов приобретают все большее и большее значение в мировой экономике. Особое значение они имеют и в России, где месторождения легкой нефти выработаны более чем наполовину, и одновременно – действующие и потенциальные переработчики в большинстве случаев не имеют прямого доступа к ресурсам [40].

Затраты, которые требуют процессы добычи ТН в несколько раз превышают затраты, которые нужны для добычи и переработки легких нефтей. Поэтому для снижения температур застывания и увеличения производственных характеристик добываемой тяжелой нефти на месторождениях используют различные методы, такие как, термическая обработка, разные физические воздействия, разбавление растворителями, присадками, которые в свою очередь уменьшают их вязкостно-упругие свойства. Как раз таки эти свойства и обуславливают образование и накопление АСПО в нефтях. Так как эти отложения образуются на самих месторождениях, и уменьшают эффективность работы нефтепромышленного оборудования необходимо организовывать различные мероприятия для их удаления. В основном, более оптимальным методом удаления, как упоминалось выше, является комбинированный физико-химический метод, который основан в применении разных удалителей АСПО – растворителей, присадок и т.д.

Целью данного исследования является подбор эффективного растворителя для удаления АСПО.

Для достижения этой цели были выделены следующие задачи:

- исследовать влияние разных органических растворителей на процесс удаления АСПО;



- выбрать наиболее эффективный растворитель для удаления АСПО из данных образцов нефти.

В данной работе в качестве растворителей были выбраны: керосин технический, газовый конденсат и гуминовая кислота. Актуальностью данной работы является использование гуминовой кислоты в качестве растворителя АСПО.

Существует множество методов борьбы с асфальтено-резино-парафиновыми отложениями (АСПО), причем химические методы являются наиболее эффективными для улучшения вязкостно-температурных свойств нефти. Химические методы предполагают использование присадок, растворителей и других веществ. Что касается растворителей, то в качестве реагентов-растворителей могут использоваться как отдельные растворители, так и многокомпонентные вещества с высокой растворяющей способностью. Выбор растворителя АСПО для каждого нефтепромысла может быть различным, в зависимости от таких факторов, как состав и структура нефти, метод эксплуатации нефти и прочность отложений.

В процессе очистки нефтепромыслового оборудования растворитель может либо оставаться в статическом контакте с АСПО, либо циркулировать по системе. Продолжительность контакта растворителя с отложениями зависит от его эффективности и может составлять от нескольких часов до 24 часов и даже более. В нефтедобыче для удаления АСПО чаще всего используются природные растворители, включая газовый конденсат, легкую нефть и бензин. Эти растворители имеют ряд преимуществ, таких как сродство к соединениям, присутствующим в нефти, и легкая доступность в качестве сырья. Более того, эти вещества часто производятся на самих нефтяных месторождениях, что снижает их стоимость по сравнению со стандартными растворителями.

Как правило, растворители природного происхождения состоят в основном из легких парафиновых углеводородов С3-С6. Однако их эффективность в растворении АСПО относительно низка из-за плохой

растворимости таких веществ, как смолы и асфальтены, в органических соединениях. Следовательно, при удалении парафинов из призабойной зоны смолисто-асфальтеновая часть может оседать в порах пласта, негативно влияя на его фильтрационные характеристики. Несмотря на эти недостатки, растворители этого класса находят широкое практическое применение благодаря своей дешевизне и доступности.

Чтобы преодолеть ограничения природных растворителей, были разработаны различные синтетические растворители и специализированные добавки. Эти растворители обладают повышенной растворимостью для АСПО и могут эффективно удалять отложения, не вызывая дальнейших осложнений. Химический состав синтетических растворителей тщательно разрабатывается с учетом специфики компонентов АСПО, что повышает их растворяющую способность. Кроме того, с растворителями часто сочетаются присадки для дальнейшего повышения их эффективности за счет улучшения их способности диспергировать и растворять отложения.

Следует отметить, что выбор подходящего растворителя или комбинации растворителей зависит от конкретных характеристик нефтяного месторождения и тяжести АСПО. Необходимо учитывать совместимость выбранного растворителя с маслом и оборудованием, чтобы предотвратить любые негативные реакции или повреждения. Кроме того, правильное обращение с растворителями и их утилизация необходимы для минимизации воздействия на окружающую среду. Для обеспечения общей устойчивости и безопасности процесса добычи нефти следует строго соблюдать правила и передовые методы использования и утилизации растворителей.

На данный момент наметился большой спрос в поиске дешевого сырья из числа вторично переработанных ресурсов нефтехимии и нефтепереработки. Такие растворители, как керосин, газовый конденсат имеют локальное применение. По эффективности они мало отличаются от природных продуктов, а в некоторых моментах даже менее эффективны, так как они содержат предельные углеводороды с числом углеродных атомов более шести.

Использование индивидуальных углеводов в качестве удалителей АСПО оказывается нерациональным, так как они показывают невысокую эффективность на АСПО различного группового состава [34].

С увеличением в составе растворителя ароматических углеводов происходит значительный рост растворимости отложений. Наличие в составе растворителя ароматических углеводов позволяет растворять именно смолисто - асфальтовую часть АСПО, которая не растворяется в легких углеводородах.

В данной работе в качестве растворителей были использованы керосин (технический), газовый конденсат и гуминовая кислота, как уже было упомянуто выше. Все эти растворители входят в группу органических и природных растворителей.

Для того чтобы увеличить эффективность растворяющей способности реагента нужно вводить в состав растворителей вещества с более сложной и разветвленной структурой, которая будет ближе по составу и структуре с АСПО.

Применяемая в этой работе гуминовая кислота используется в качестве растворителя АСПО в нефтедобывающей промышленности впервые.

Гуминовая кислота – это группа гумусовых кислот, которые хорошо растворяются в щелочах и нерастворимы в кислотах. Это сложная смесь природных, органических соединений, которые имеют очень большую молекулярную массу. Они образуются при разложении отмерших растений и их последующей гумификации. В принципе, они выделяются из торфов, позже источниками для получения этих кислот стали служить почва, сапрпель и т.д. Гуминовая кислота в сухом виде – аморфный темно-бурый порошкообразный продукт, который входит в состав торфа, углей, откуда извлекается обработкой слабыми водными растворами щелочей.

Эти кислоты обладают хорошей сорбционной, также ионообменной и биологически активной способностями. Благодаря этим свойствам они в основном широко используются в сельском хозяйстве. Но в последнее время

эти кислоты нашли применение в нефтехимической промышленности, так как их используют для рекультивации почв в результате аварии на буровых скважинах или при транспортировке нефти.

Гуминовые вещества – это активная матрица органического вещества почв и торфов. Из-за наличия гидрофобного ароматического каркаса в структуре гуминовых кислот увеличивается их реакционная способность по отношению к нефтяным углеводородам, что в свою очередь дает возможность рассматривать эти кислоты как природные детоксиканты, которые способны уменьшать экологическую нагрузку нефтяного загрязнения на окружающую среду. Также, учитывая тот факт, что гуминовые кислоты входят в состав буровых тампонажных растворов, можно сделать вывод о существовании растворяющих способностей у этих кислот. Также были предложены некоторые методы оптимизации дальнейшего использования гуминовых кислот в качестве растворителей.

## **4. Обработка результатов**

### **4.1 Подбор эффективного растворителя для удаления АСПО**

Прочность и стабильность асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) может меняться в зависимости от таких факторов, как состав и свойства нефти, выбранный растворитель для удаления, а также геологические, физические и технологические условия разработки месторождения. Хотя химические методы удаления отложений широко используются благодаря своей эффективности и технологическому прогрессу, растворители, продемонстрировавшие эффективность в лабораторных условиях, часто демонстрируют меньшую эффективность при применении в полевых условиях. Это несоответствие может быть объяснено структурными различиями между АСПО и маслами, а также трудностями поддержания оптимальных условий промывки при эксплуатации нефтяных месторождений.

Для точной оценки эффективности растворителей очень важно проводить эксперименты с каждым образцом отложений в отдельности, имитируя динамичные скважинные операции, а не статичные условия. Это может включать в себя подъем и опускание образцов отложений несколько раз в течение эксперимента для обеспечения лучшего контакта с растворителем. Были разработаны лабораторные методы оценки эффективности растворителя путем наблюдения за изменениями массы и формы образцов АСПО до и после экспериментов. Одним из широко используемых методов является "метод корзины", когда образцы АСПО формируются в различные формы и помещаются в сито или сетку, которые затем погружаются в растворитель. Эксперимент проводится в течение определенного времени с периодическим поднятием и опусканием сита. Эффективность растворителя может быть определена с помощью различных формул, что помогает выбрать эффективный растворитель.

Важно отметить, что полное удаление АСПО с помощью растворителей часто недостижимо, поскольку процесс включает в себя как растворение, так и диспергирование отложений на более мелкие фрагменты. Кроме того, возможны обратные процессы, такие как агрегация или слияние дисперсных частиц на уже очищенных поверхностях. В настоящее время не существует единого механизма для выбора и оценки действия растворителя при удалении отложений. Однако теория Ребиндера о действии моющих средств обеспечивает полезную основу для понимания этого процесса. Согласно этой модели, АСПО можно представить как агломераты, удерживаемые вместе смолистыми веществами. Растворение смолистой части приводит к денудации этих агломератов, облегчая процесс удаления.

При рассмотрении растворения АСПО важно убедиться, что растворение агломератов происходит с той же скоростью, что и растворение смолистой части. Если растворение агломератов опережает растворение смолы, это может привести к накоплению крупных частиц в растворе, затрудняя доступ растворителя к АСПО и негативно влияя на процесс обработки. Поэтому эффективным растворителем является такой, в котором эти два процесса протекают со сбалансированной скоростью, обеспечивая эффективное и тщательное удаление отложений.

Хотя основные процессы удаления АСПО происходят на границах раздела между отложениями и растворителем, молекулярно-поверхностные явления на этих границах играют важную роль. Эффективные растворители должны обладать не только диспергирующей способностью, но и хорошей смачивающей способностью, позволяющей им эффективно проникать и взаимодействовать с АСПО. Обычно используемые в полевых условиях растворители включают газовый конденсат, бензин и легкую нефть. Растворители из различных органических классов, такие как керосиновый дистиллят, спирты и кетоны, смешанные с керосином, проявляют сложное действие на АСПО.

В контексте использования растворителей разработка и исследование

новых веществ для использования в качестве растворителей АСПО является актуальной и постоянной проблемой. Поскольку характеристики и структура масел могут быть изменены при использовании растворителей, изучение влияния взаимодействия растворителя с маслом на структурные изменения становится крайне важным. С помощью визуального наблюдения можно оценить, как контакт между растворителем и маслом влияет на изменения в структуре масла. Такое понимание может помочь в оптимизации выбора и использования растворителя для эффективного удаления АСПО.

В целом, достижение сбалансированного растворения агломератов АСПО и смолистых компонентов имеет важное значение для эффективного удаления. Молекулярно-поверхностные явления на границах раздела между растворителем и АСПО играют значительную роль, подчеркивая важность растворителей с хорошей смачивающей способностью. Существующие растворители, такие как газовый конденсат и керосин, широко используются, но существует постоянная потребность в разработке и исследовании новых растворяющих веществ. Изучая влияние растворителей на структуру нефти, исследователи могут получить представление об эффективности и механизмах действия растворителей, способствуя совершенствованию методов удаления АСПО на основе растворителей в нефтехимической промышленности.

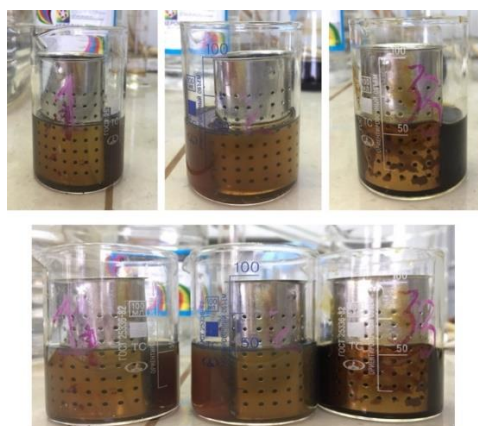


Рисунок 3 – АСПО (Верхне-Салатское месторождение) с растворителями после первых 15 минут: 1 – керосин; 2 – газовый конденсат; 3 – гуминовая кислота.



Рисунок 4 – АСПО (Усинское месторождение) с растворителями после первых 15 минут: 1 – керосин; 2 – газовый конденсат; 3 – гуминовая кислота.

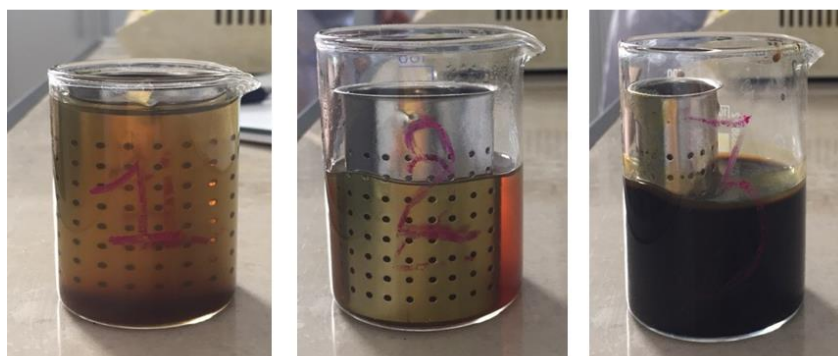


Рисунок 5 – АСПО (жидкий битум) с растворителями после первых 15 минут: 1 – керосин; 2 – газовый конденсат; 3 – гуминовая кислота.

Наблюдаемые изменения цвета и вязкости растворов при контакте с различными растворителями можно объяснить различиями в эффективности растворения и времени контакта с АСПО. Эти визуальные изменения дают ценное представление о взаимодействии между растворителем и осадками, указывая на эффективность растворителя в растворении и модификации структуры АСПО.

На основании анализа результатов можно сделать вывод, что такие растворители, как керосин и газовый конденсат, демонстрируют превосходные возможности растворения АСПО, несмотря на различия в составе отложений. Эти растворители показали, что эффективно растворяют



и диспергируют АСПО, что приводит к заметным изменениям цвета и вязкости раствора. С другой стороны, использование раствора гуминовой кислоты в качестве растворителя требует дальнейшего развития и оптимизации, особенно в отношении концентрации и количественных характеристик, для повышения его эффективности в удалении АСПО.

Стоит отметить, что растворение и удаление АСПО - сложный процесс, на который влияют различные факторы, включая состав и свойства отложений, а также характеристики используемого растворителя. Выбор подходящего растворителя предполагает учет специфических требований и условий каждого месторождения и уникальных характеристик встречающихся АСПО. Это обуславливает необходимость дальнейших исследований и разработок для выявления и оценки новых вариантов растворителей, которые обеспечивают улучшенные возможности растворения и совместимость с различными типами АСПО.

Расширяя знания и понимание взаимодействия между растворителями и АСПО, исследователи могут внести свой вклад в разработку более эффективных и целенаправленных методов удаления АСПО с помощью растворителей. Эти исследования также могут привести к усовершенствованиям в выборе и оптимизации составов растворителей и параметров применения, что в конечном итоге повысит общую эффективность и результативность процессов удаления АСПО в нефтехимической промышленности.

## **4.2 Выбор эффективного растворителя для удаления АСПО**

При выборе растворителей для удаления АСПО решающую роль играет взаимосвязь между химическим составом отложений и растворителями. Однако эта связь не всегда однозначна из-за вариаций в составе добываемых нефтей на различных месторождениях. Поэтому очень важно изучить влияние фракционного состава растворителей на эффективность удаления АСПО.

Научный интерес представляет понимание того, как фракционный состав и молекулярная масса растворителей влияют на их эффективность в растворении и удалении различных компонентов отложений.

Разнообразие химического состава растворителей позволяет целенаправленно воздействовать на различные компоненты АСПО. Некоторые растворители могут быть эффективны для растворения парафиновой части отложений, в то время как другие могут быть более эффективны для растворения смоляно-асфальтовых компонентов. Следовательно, выбор эффективного растворителя требует тщательного рассмотрения конкретного состава и характеристик отложений, встречающихся на конкретном нефтяном месторождении. В данном исследовании в качестве растворителей для удаления АСПО были выбраны газовый конденсат, керосин и гуминовая кислота, каждый из которых обладает своими уникальными свойствами и потенциалом для растворения различных компонентов отложений.

Объем растворителя, используемого в экспериментах, первоначально был установлен на уровне 50 мл, в соответствии с методикой. Однако, по мере увеличения времени контакта между отложениями и растворителями, было сочтено ненужным увеличивать объем растворителей. Это решение было основано на понимании того, что первоначальные объемы самих осадков были незначительными. Очень важно поддерживать правильное соотношение между объемом осадка и объемом растворителя для обеспечения точности тестирования и эффективного растворения образцов.

В ходе экспериментальной работы в методику были внесены коррективы. Было признано, что различные типы осадков имеют разные свойства и требуют разного времени контакта для полного растворения. Поэтому время контакта между осадками и растворителями было подобрано соответствующим образом. Эти корректировки были направлены на оптимизацию процесса растворения и обеспечение достаточного времени для эффективного взаимодействия растворителей с образцами АСПО.

Эксперименты, проведенные в данном исследовании, были

сосредоточены на образце шлама, полученного с Верхне-Салатского нефтяного месторождения. Такой анализ по конкретным месторождениям позволил более целенаправленно оценить эффективность растворителей в удалении АСПО, встречающихся на данном месторождении. Изучение характеристик растворения и количественные измерения осадков позволили получить ценные сведения об эффективности выбранных растворителей и их потенциальном применении для удаления АСПО на данном конкретном нефтяном месторождении.

Результаты первого эксперимента приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты первого эксперимента с первым образцом осадка

Реагент/растворитель	Объем реагента, V мл	Время, мин.			
		0	15	30	45
Керосин технический	50	3,27	0	0	0
Газовый конденсат	50	2,77	0,30	0,22	0
Гуминовая кислота	50	2,73	2,48	1,41	0

Рассчитали насыщенность растворителя высокомолекулярными соединениями ( $C_n$ ) по формуле:

$$C_n = \frac{m}{V} * 1000 ,$$

$$C_{n2} = \frac{2,77 - 0,2203}{50} * 1000 = 50,99 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$$

$$C_{n3} = \frac{2,73 - 1,4129}{50} * 1000 = 26,34 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$$

По данным первого эксперимента проведенного с осадком, который характеризуется высоким содержанием парафиновых УВ, было выявлено, что самым действенным растворителем является – керосин, так как у него самая высокая насыщенность высокомолекулярными соединениями. Газовый конденсат показал среднюю степень растворения, гуминовая кислота низкую активность растворяющих способностей. Поэтому можно

сделать вывод о том, что использование гуминовой кислоты в качестве растворителя для данного типа нефти будет нецелесообразно. На рисунке 3 представлен график зависимости времени контакта процесса от массы осадков.

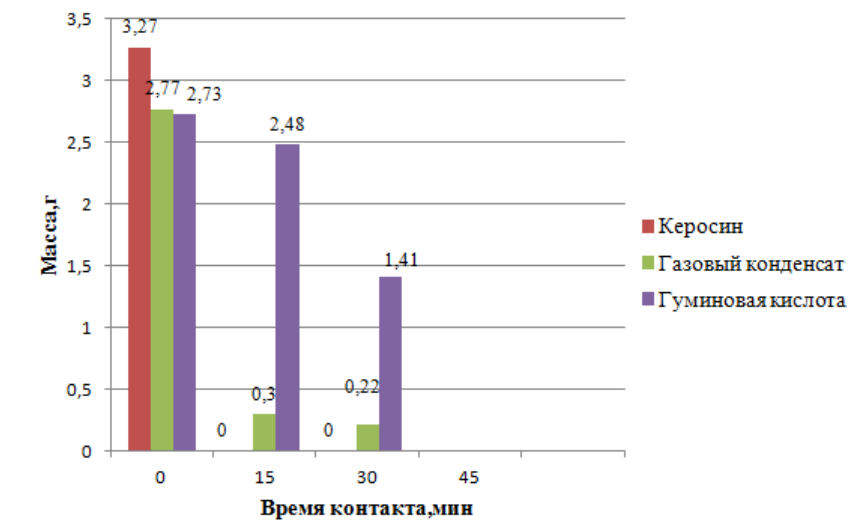


Рисунок 6 – Зависимость времени контакта от массы осадка при проведении первого эксперимента с первым образцом АСПО

Также был проведен второй эксперимент с этим же типом осадка, но уже взятый объем образцов был немного больше, чем при первом эксперименте, также увеличили время контакта растворителя с отложениями. Результаты эксперимента представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты второго эксперимента с первым образцом осадка

Реагент/растворитель	Объем реагента, V мл	Время, мин.				
		0	15	30	45	60
Керосин технический	50	10,23	0,61	0,25	0	0
Газовый конденсат	50	11,18	0,45	0,26	0	0
Гуминовая кислота	50	8,53	1,16	1,14	1,10	0

$$C_{H1} = \frac{10,2336 - 0,2475}{50} * 1000 = 199,73 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$$

$$C_{H2} = \frac{11,1848 - 0,2594}{50} * 1000 = 218,51 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$$

$$C_{H3} = \frac{8,5291 - 1,0989}{50} * 1000 = 148,60 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$$

По результатам второго эксперимента также видно, что насыщенность гуминовой кислоты возросла пропорционально взятому объему, но существенных изменений практически нет. Но при проведении второго эксперимента с этим же типом осадка, видно, что насыщенность у газового конденсата больше, чем у керосина. Это говорит о том, что два типа данных растворителей можно использовать при работе с данным типом осадка.

Также по результатам данного эксперимента видно, что с увеличением массы осадка увеличивается время растворения именно для гуминовой кислоты. Для полного растворения осадка понадобился час, тогда как другие соединения удалили отложения за 30 минут. На рисунке 4 представлена зависимость времени контакта от массы взятых образцов.

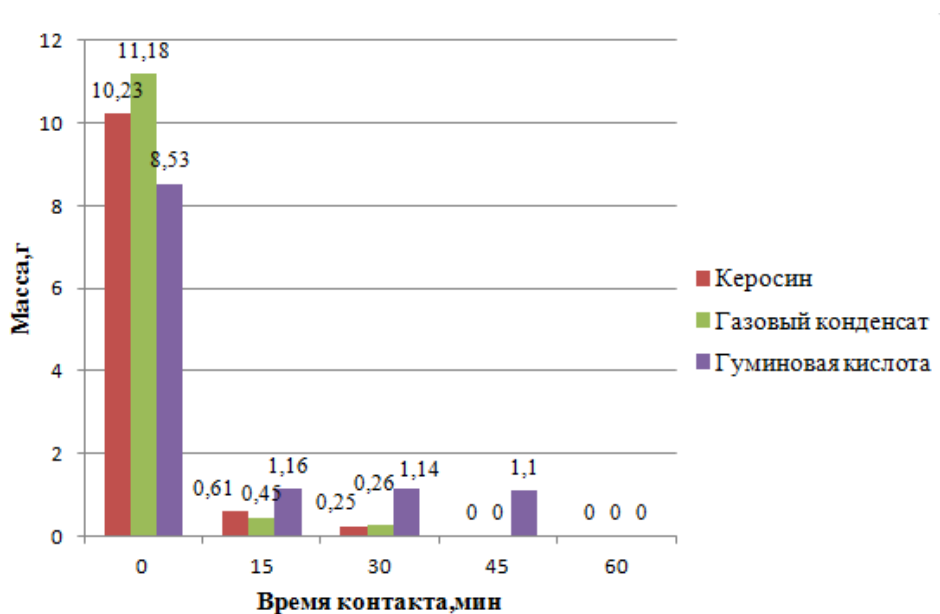


Рисунок 7 – Зависимость времени контакта от массы осадка при проведении второго эксперимента с первым образцом АСПО

Третий эксперимент был проведен с образцом осадка из Усинского месторождения, который также характеризуется высоким содержанием

парафиновых УВ. Результаты эксперимента представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты третьего эксперимента со вторым образцом осадка

Реагент/растворитель	Объем реагента, V мл	Время, мин.			
		0	15	30	45
Керосин технический	50	3,78	1,10	0,41	0
Газовый конденсат	50	4,68	0,78	0,30	0
Гуминовая кислота	50	3,89	2,62	0,98	0

$$C_{H1} = \frac{3,777 - 0,4141}{50} * 1000 = 67,26 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$$

$$C_{H2} = \frac{4,6799 - 0,3016}{50} * 1000 = 87,56 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$$

$$C_{H3} = \frac{3,8899 - 0,9803}{50} * 1000 = 58,19 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$$

При проведении эксперимента с данным типом осадка было также выявлено, что два типа растворителей такие как – газовый конденсат и керосин обладают хорошей растворяющей способностью, чем гуминовая кислота. Это говорит об их универсальности в использовании, по сравнению с третьим типом растворителя.

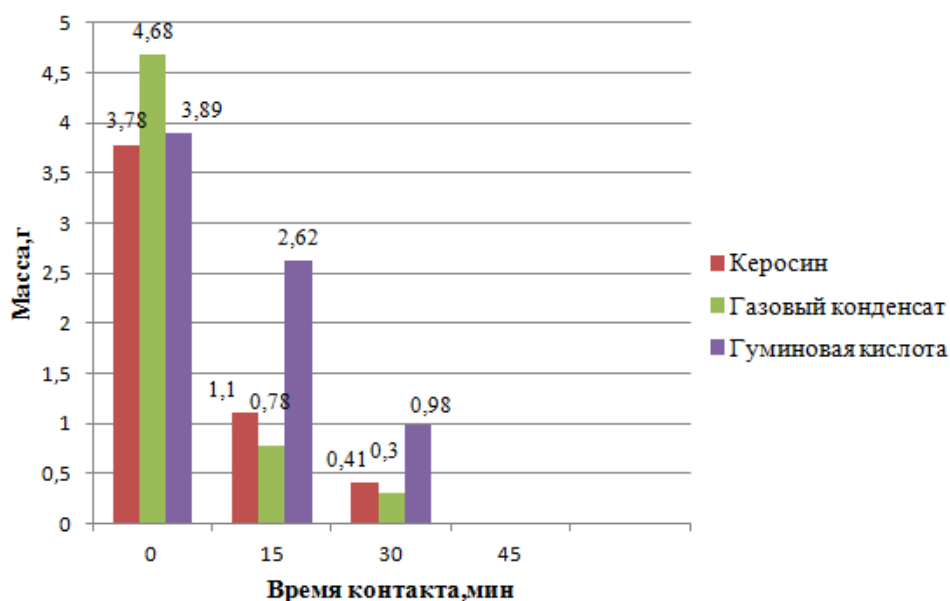


Рисунок 8 – Зависимость времени контакта от массы осадка при

проведении третьего эксперимента со вторым образцом АСПО

Четвертый эксперимент проводился также с этим образцом нефти. Результаты показаны в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты четвертого эксперимента со вторым образцом осадка

Реагент/растворитель	Объем реагента, V мл	Время, мин.			
		0	15	30	45
Керосин технический	50	15,77	14,48	11,83	0
Газовый конденсат	50	16,38	16,35	13,51	0
Гуминовая кислота	50	13,28	13,26	9,48	0

$$C_{H1} = \frac{15,77 - 11,83}{50} * 1000 = 78,8 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$$

$$C_{H2} = \frac{16,38 - 13,51}{50} * 1000 = 57,4 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$$

$$C_{H3} = \frac{13,28 - 9,48}{50} * 1000 = 76 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$$

При проведении второго эксперимента с данным типом осадка с Усинского месторождения видно, что увеличился взятый объем отложений, и в дальнейшем улучшилась степень растворения гуминовой кислоты по сравнению с предыдущими экспериментами.

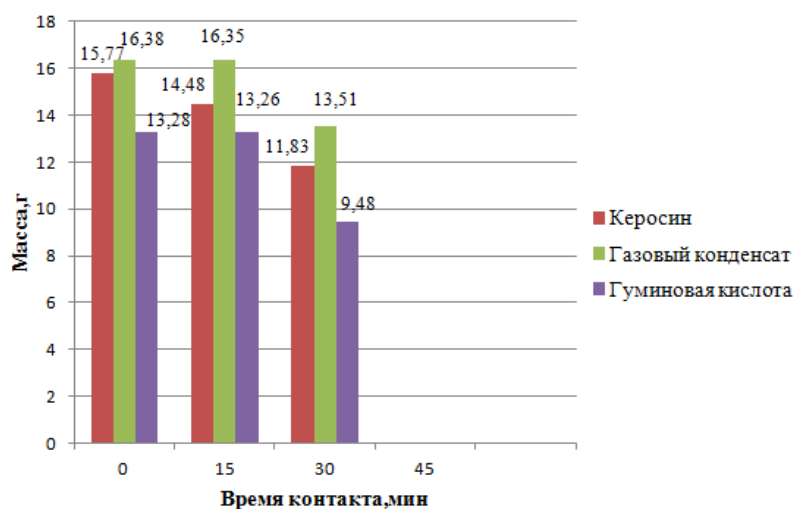


Рисунок 9 – Зависимость времени контакта от массы осадка при проведении четвертого эксперимента со вторым образцом АСПО

Эксперимент с третьим образцом нефти, в котором в качестве осадка являлся товарный продукт – жидкий битум, который характеризуется тем, что является более вязким, чем предыдущие образцы, показывает, что при увеличении вязкости нефти уменьшается растворяющая способность гуминовых кислот. Взятые объемы осадков не одинаковы, но даже при том, что в контакте с керосином был маленький объем осадка, он растворился уже через 45 минут. Тогда как образец с гуминовой кислотой застыл, и дальнейших изменений уже не было видно, было предложено остановить эксперимент. Результаты данного эксперимента представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты пятого эксперимента с третьим образцом осадка

Реагент/растворитель	Объем реагента, V мл	Время, мин.				
		0	15	30	45	60
Керосин технический	50	9,86	5,00	1,57	1,26	0
Газовый конденсат	50	14,40	3,65	0,40	0,08	0
Гуминовая кислота	50	16,81	13,12	10,69	10,41	9,63

$$C_{H1} = \frac{9,86 - 1,26}{50} * 1000 = 172 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$$

$$C_{H2} = \frac{14,40 - 0,08}{50} * 1000 = 286,4 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$$

$$C_{H3} = \frac{16,81 - 9,63}{50} * 1000 = 143,6 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$$



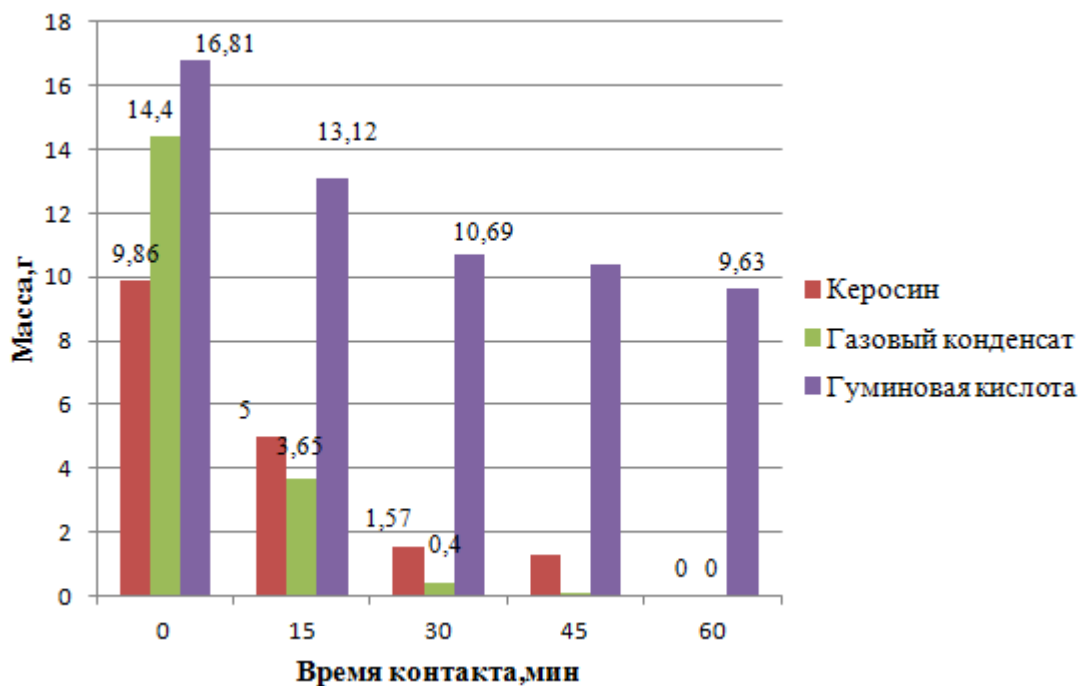


Рисунок 10 – Зависимость времени контакта от массы осадка при проведении пятого эксперимента с третьим образцом АСПО.

## **5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Разработка НИ производится группой работников, состоящей из двух человек – руководителя и студента.

Данная выпускная квалификационная работа заключается в исследовании растворимости нефтяных отложений в технических растворителях.

В контексте исследования растворимости нефтяных отложений в технических растворителях, данная разработка НИ имеет значительный коммерческий потенциал. Она позволяет улучшить процессы очистки и подготовки оборудования, а также определить наиболее эффективные растворители для минимизации отложений. Это может привести к снижению эксплуатационных издержек и увеличению продуктивности предприятий в нефтяной промышленности.

Для выполнения исследования предлагается следующий план:

1. Анализ существующих технических растворителей и методов удаления нефтяных отложений.
2. Определение критериев эффективности растворителей.
3. Разработка методики исследования растворимости отложений в технических растворителях.
4. Проведение экспериментальных исследований на выборке нефтяных отложений.
5. Анализ результатов и определение оптимальных растворителей.
6. Разработка рекомендаций по использованию растворителей и сопутствующих технологий.

Для проведения исследования необходимо рассчитать затраты на:

- закупку образцов нефтяных отложений и технических растворителей;
- экспериментальное оборудование и расходные материалы;

- оплату труда участников проекта (руководитель и студент);
- анализ и обработку результатов.

Общий бюджет исследования определяется в зависимости от объемов закупок, стоимости оборудования и оплаты труда участников.

Научно-технический уровень исследования определяется на основе сравнения с существующими методами и технологиями, а также актуальностью и новизной темы в области нефтяной промышленности. Учитывая актуальность проблемы и потенциал для снижения эксплуатационных издержек и повышения эффективности процессов, научно-технический уровень исследования можно оценить как высокий.

Оценка рисков связана с возможными трудностями в ходе проведения исследований, а также с применением полученных результатов на практике.

Возможные риски включают:

1. Недостаточная репрезентативность выборки нефтяных отложений, что может снизить точность результатов.
2. Ограниченный доступ к определенным видам технических растворителей или оборудованию, что может затруднить проведение исследований.
3. Возможность неприменимости результатов исследования для конкретных предприятий или условий из-за различий в технологических процессах или составе нефти.

Для минимизации рисков предлагается уделить внимание выбору репрезентативной выборки нефтяных отложений и технических растворителей, а также использовать методы статистического анализа для обработки результатов. Также рекомендуется провести консультации с экспертами из нефтяной промышленности для учета специфики отрасли и потребностей предприятий.

## 5.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Результаты исследований являются основой для внедрения новых технологий, методов и подходов в различных отраслях промышленности и экономики. Определение потенциальных потребителей результатов исследования позволяет сосредоточить усилия на решении актуальных проблем, а также улучшить связь между научными разработками и реальными потребностями рынка.

Нефтяная и газовая промышленность является одной из основных отраслей, которые могут быть заинтересованы в результатах исследований. В этой сфере постоянно возникают проблемы, связанные с извлечением, транспортировкой и переработкой углеводородных ресурсов. Научные исследования в этой области могут предложить решения для оптимизации процессов, снижения затрат, увеличения эффективности и сокращения вредного воздействия на окружающую среду.

Автомобильная промышленность также является значимым потенциальным потребителем результатов исследований. Разработки в области материаловедения, беспилотных технологий, альтернативных источников энергии, а также оптимизации производственных процессов могут повлиять на дизайн, производство и эксплуатацию автомобилей.

Энергетическая отрасль является жизненно важной для функционирования современного общества. Результаты исследований в этой сфере могут предложить новые методы повышения энергоэффективности, разработки и использования возобновляемых источников энергии, а также снижения выбросов загрязняющих веществ. Ключевые потребители результатов исследований в этой отрасли включают электростанции, компании, занимающиеся производством оборудования, и организации, связанные с разработкой инфраструктуры для энергоснабжения.

## 5.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>р</sub>	Б <sub>с</sub>	Б <sub>в</sub>	К <sub>р</sub>	К <sub>с</sub>	К <sub>в</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Простота проведения	0,1	4	5	4	0,4	0,5	0,4
2. Стоимость услуги	0,2	4	3	5	0,8	0,6	1
3. Точность измерения	0,2	4	5	3	0,8	1	0,6
4. Универсальность метода	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,6
5. Безопасность метода	0,15	4	4	4	0,6	0,6	0,6
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
6. Цена	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
7. Конкурентоспособность	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>28</b>	<b>4,25</b>	<b>4,35</b>	<b>4</b>

Где Б<sub>р</sub> – эффективность растворения нефтяных отложений (процент удаления парафина и асфальтенов) с использованием различных технических растворителей;

Б<sub>с</sub> – стоимость затрат на технические растворители и обработку (включая расходы на приобретение растворителей, транспортировку и хранение, а также затраты на сам процесс обработки);

$B_v$  – влияние на окружающую среду (степень загрязнения окружающей среды, связанная с использованием технических растворителей и процессами обработки нефтяных отложений).

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \times B_i \quad (5.1)$$

где  $K$  – конкурентоспособность вида;

$V_i$  – вес критерия (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

По данным оценочной карты можно увидеть, что для повышения конкурентоспособности с минимальными издержками более эффективно снижать стоимость затрат на технические растворители и обработку (включая расходы на приобретение растворителей, транспортировку и хранение, а также затраты на сам процесс обработки).

### 5.3 SWOT-анализ

В данном разделе мы также проведем SWOT-анализ научно-исследовательской работы, который поможет оценить факторы и явления, способствующие или мешающие продвижению проекта на рынке.

Сильные стороны отражают положительные факторы, влияющие на развитие проекта. Они включают все, что способствует успешному и конкурентоспособному функционированию проекта.

Слабые стороны являются проблемами, упущениями или ограничениями научно-исследовательского проекта, которые мешают достижению его целей. Это области, в которых проект имеет нехватку возможностей или ресурсов по сравнению с конкурентами.

Возможности представляют собой благоприятные ситуации в настоящем или будущем, связанные с внешней средой проекта: тенденции, изменения или предполагаемые потребности, которые стимулируют спрос на

результаты проекта и позволяют руководству проекта улучшить свою конкурентную позицию.

Угрозы включают любые неблагоприятные ситуации, тенденции или изменения во внешней среде проекта, которые могут оказать разрушительное или угрожающее воздействие на его конкурентоспособность в настоящее или будущее время. Угрозами могут быть препятствия, ограничения или другие факторы, способные привести к проблемам, разрушению, ущербу или негативным последствиям для проекта.

На первом этапе SWOT-анализа в таблице 10 были определены сильные и слабые стороны проекта, а также выявлены возможности и угрозы реализации научно-исследовательской работы.

Таблица 10 – Матрица SWOT анализа

Сильные стороны	Возможности во внешней среде
<p>1. Оптимизация процессов: улучшенные методы и технологии обработки могут снизить затраты на растворители и обработку.</p> <p>2. Эффективное использование растворителей: определение оптимальных пропорций и концентраций растворителей может снизить объемы используемых материалов и соответственно затраты.</p> <p>3. Экономия на масштабе: крупномасштабное использование технических растворителей может привести к снижению закупочных цен и транспортных расходов.</p>	<p>1. Привлечение инвестиций или государственной поддержки для разработки и внедрения более эффективных и экономичных технологий обработки нефтяных отложений.</p> <p>2. Сотрудничество с другими компаниями или научными организациями для обмена знаниями и опытом, а также для совместной разработки новых методов и растворителей.</p> <p>3. Развитие рынка возобновляемых и экологически безопасных растворителей, которые могут снизить затраты на обработку и улучшить экологическую ситуацию.</p>
Слабые стороны	Угрозы внешней среды
<p>1. Высокие первоначальные затраты на исследования и разработку оптимальных методов обработки и использования растворителей.</p> <p>2. Необходимость постоянного контроля и анализа качества растворителей и процесса обработки, что может потребовать дополнительных затрат.</p> <p>3. Возможное снижение эффективности процесса при</p>	<p>1. Повышение цен на сырье для производства технических растворителей, что может привести к увеличению затрат.</p> <p>2. Изменение законодательства и нормативных требований, которые могут потребовать дополнительных затрат на адаптацию технологий обработки и использования растворителей, а также на соблюдение новых стандартов и правил.</p> <p>3. Возможное появление новых конкурентов с более эффективными и</p>

использовании дешевых или менее качественных растворителей.	экономичными технологиями, что может увеличить давление на рынке и потребовать дополнительных инвестиций в исследования и разработки. 4. Возможные экологические риски, связанные с использованием технических растворителей, что может привести к ужесточению экологических норм и требований, а также к дополнительным затратам на соблюдение них.
---	---

Проведенный SWOT-анализ позволяет выявить ключевые факторы, влияющие на снижение стоимости затрат на технические растворители и обработку нефтяных отложений. Он может служить основой для разработки стратегии оптимизации затрат и повышения эффективности процессов обработки нефтяных отложений с использованием технических растворителей.

На втором этапе процесса выявляется степень соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним факторам окружающей среды. Определение этого соответствия или несоответствия поможет определить необходимость внедрения стратегических изменений. В рамках этого этапа требуется создать интерактивную матрицу проекта. Применение данной матрицы облегчает анализ разнообразных комбинаций взаимосвязей между областями матрицы SWOT. Эта матрица может быть использована в качестве одного из инструментов для оценки альтернатив стратегического выбора. Каждый фактор в матрице отмечается знаком «+» (символизирует сильное соответствие между сильными сторонами и возможностями), знаком «-» (показывает слабое соответствие) или «0», если сомнения не позволяют определиться между знаками «+» и «-». Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 11.



Таблица 11 – Интерактивная матрица сильных и слабых сторон и возможностей

Возможности проекта	Сильные стороны			Слабые стороны		
		С1	С2	С3	Сл1	Сл2
B1	+	+	+	-	0	+
B2	+	+	+	-	+	0
B3	+	+	-	0	-	-

Таблица 12 – Интерактивная матрица сильных сторон и слабых сторон и угроз

Угрозы проекта	Сильные стороны				Слабые стороны		
		С1	С2	С3	С4	Сл1	Сл2
У1	+	+	+	-	-	-	-
У2	+	+	+	-	-	-	-
У3	+	+	+	-	-	-	-
У4	+	+	+	-	-	-	-

Анализ интерактивных таблиц представляется в форме записи сильно коррелирующих сильных сторон и возможностей или слабых сторон и возможностей:

- В2В3С1С2; В1В2С3;
- В2Сл2; В1Сл3;
- У1У2У3У4С1С2С3;

Самой большой угрозой для проекта является Повышение цен на сырье для производства технических растворителей, что может привести к увеличению затрат.

Что касается слабых сторон, то для снижения затрат при производстве потребуется привлечение инвестиций или государственной поддержки для разработки и внедрения более эффективных и экономичных технологий обработки нефтяных отложений..

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, представленная в таблице 13.

Таблица 13 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Оптимизация процессов: улучшенные методы и технологии обработки могут снизить затраты на растворители и обработку.</li> <li>2. Эффективное использование растворителей: определение оптимальных пропорций и концентраций растворителей может снизить объемы используемых материалов и соответственно затраты.</li> <li>3. Экономия на масштабе: крупномасштабное использование технических растворителей может привести к снижению закупочных цен и транспортных расходов.</li> </ol>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Высокие первоначальные затраты на исследования и разработку оптимальных методов обработки и использования растворителей.</li> <li>2. Необходимость постоянного контроля и анализа качества растворителей и процесса обработки, что может потребовать дополнительных затрат.</li> <li>3. Возможное снижение эффективности процесса при использовании дешевых или менее качественных растворителей.</li> </ol>
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Привлечение инвестиций или государственной поддержки для разработки и внедрения более эффективных и экономичных технологий обработки нефтяных отложений.</li> <li>2. Сотрудничество с другими компаниями или научными организациями для обмена знаниями и опытом, а также для совместной разработки новых методов и растворителей.</li> <li>3. Развитие рынка возобновляемых и</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Оптимизация процессов и эффективное использование ресурсов: Благодаря исследованию и внедрению новых методов обработки нефтяных отложений с использованием технических растворителей, проект способствует повышению эффективности использования сырья и ресурсов на предприятии.</li> <li>2. Гибкость и адаптация: Совершенствование разработанной схемы с учетом возможностей и целей производства позволит проекту адаптироваться к изменяющимся условиям рынка и потребностям</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Преодоление слабых сторон через инвестиции: Слабые стороны проекта, такие как необходимость приобретения нового оборудования, могут быть преодолены путем привлечения инвестиций или поиска внешнего финансирования, что позволит обеспечить современное технологическое оснащение и повышение эффективности проекта.</li> <li>2. Развитие человеческого капитала: Вовлечение новых интеллектуальных ресурсов, включая квалифицированных</li> </ol>

<p>экологически безопасных растворителей, которые могут снизить затраты на обработку и улучшить экологическую ситуацию.</p>	<p>предприятий, на которых будет реализован проект. 3. Привлекательность для потенциальных исполнителей: Невысокая стоимость оборудования и разумные затраты на внедрение технологий обработки нефтяных отложений с использованием технических растворителей создают возможность привлечь значительное количество исполнителей, обеспечивая широкое распространение и успешную реализацию проекта.</p>	<p>специалистов и научно-исследовательских групп, может помочь проекту в преодолении слабых сторон, связанных с необходимостью проведения дополнительных исследований и оптимизации технологических процессов. 3. Взаимодействие с внешними партнерами: Сотрудничество с другими организациями, научными институтами и экспертами в области обработки нефтяных отложений может помочь устранить слабые стороны проекта, связанные с ограниченными ресурсами или знаниями в данной области, а также поддержать развитие инновационных технологий и подходов.</p>
<p>Угрозы: 1. Повышение цен на сырье для производства технических растворителей, что может привести к увеличению затрат. 2. Изменение законодательства и нормативных требований, которые могут потребовать дополнительных затрат на адаптацию технологий обработки и использования растворителей, а также на соблюдение новых стандартов и правил. 3. Возможное появление новых конкурентов с более эффективными и экономичными технологиями, что может увеличить давление на рынке и потребовать дополнительных инвестиций в исследования и разработки. 4. Возможные экологические риски,</p>	<p>1. Выделение конкурентных преимуществ: Несмотря на существующие угрозы, сильные стороны проекта, такие как инновационные подходы и технологии, могут обеспечить создание конкурирующей готовой продукции, которая будет отличаться высоким качеством и эффективностью обработки нефтяных отложений. 2. Обеспечение стандартов качества: Стандартизация и сертификация продукта позволят проекту подтвердить его преимущества перед конкурентами и укрепить доверие потребителей к результатам исследования. Это также способствует расширению рынка и привлечению новых клиентов. 3. Адаптация и обучение: Хотя на первых этапах внедрения нового метода обработки может наблюдаться низкая эффективность из-за адаптации рабочего</p>	<p>1. Улучшение квалификации персонала: Для преодоления угроз, связанных со слабыми сторонами проекта, может быть полезным привлечение молодых специалистов, готовых к обучению новому методу обработки нефтяных отложений и техническим растворителям. Это способствует росту компетенций и укреплению человеческого капитала проекта. 2. Расширение международного сотрудничества: Привлечение зарубежных инвестиций и партнерств с международными организациями может помочь проекту смягчить угрозы, связанные со слабыми сторонами, такими как ограниченные финансовые ресурсы и необходимость технологического обновления.</p>

<p>связанные с использованием технических растворителей, что может привести к ужесточению экологических норм и требований, а также к дополнительным затратам на соблюдение них.</p>	<p>персонала, сильные стороны проекта, такие как гибкость и возможность оптимизации процессов, позволяют преодолеть этот барьер. Со временем, по мере обучения и адаптации персонала, эффективность обработки должна увеличиться, что обеспечит стабильное и успешное развитие проекта.</p>	<p>3. Разработка конкурентоспособной продукции: Создание конкурирующей готовой продукции, отвечающей требованиям рынка и потребностям клиентов, может помочь проекту преодолеть угрозы, связанные со слабыми сторонами, такими как недостаток опыта и знаний в области применения технических растворителей для обработки нефтяных отложений.</p>
---	---	---

## 5.4 Планирование работ по научно-техническому исследованию

### 5.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

Процесс планирования комплекса предусмотренных работ выполняется в следующей последовательности:

- определение структуры задач в рамках научного проекта;
- выявление участников каждой задачи;
- определение длительности каждой работы;
- разработка графика проведения исследовательских работ.

Для выполнения исследовательских задач создается рабочий коллектив, который может состоять из научных сотрудников, преподавателей, инженеров, техников и лаборантов, при этом численность группы может изменяться. Для каждого вида планируемых работ определяется соответствующая роль участников.

Перечень этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Бакалавр
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр
	4	Календарное планирование работ	Руководитель Бакалавр
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Создание процесса измерения толщины термоизоляционных материалов	Руководитель Бакалавр
	6	Разработка методики	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка эффективности полученных результатов	Бакалавр
Оформление отчета по НИР	8	Составление пояснительной записки	Бакалавр

#### 5.4.2 Определение трудоёмкости выполнения работ

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

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

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (5.2)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоёмкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоёмкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоёмкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

Исходя из ожидаемой трудоёмкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ по нескольким исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (5.3)$$

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

$t_{ожi}$  – ожидаемая трудоёмкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

### 5.4.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным представлением проведения научных работ является построение ленточного графика в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построение графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (5.4)$$

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

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

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - (T_{вых} + T_{пр})}, \quad (5.5)$$

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

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

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

Расчёт коэффициента календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}})} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

Таблица 15 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость 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				Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3							
Выбор темы ВКР	1	1	1	2	2	2	1,4	1,4	1,4	Студент, научный руководитель	1	1	1	1	1	1
Составление и утверждение плана работ	1	1	1	2	2	2	1,4	1,4	1,4	Научный руководитель	1	1	2	1	1	2
Подбор и изучение материалов по теме	2	2	3	4	4	5	2,8	2,8	3,8	Студент	2	2	3	2	2	4
Выбор направления исследования	1	1	1	3	2	2	1,8	1,4	1,4	Студент, научный руководитель	2	2	2	2	2	2
Календарное планирование работ	1	1	1	3	4	4	1,8	2,2	2,2	Студент, научный руководитель	2	3	3	2	3	3
Подбор и изучение материалов по теме	9	10	13	12	16	17	10,2	12,4	14,6	Студент	12	13	16	16	17	22
Подбор технических растворителей	10	12	14	12	15	17	10,8	13,2	15,8	Студент, научный руководитель	11	14	15	13	18	19
Разработка методики	5	6	7	8	9	10	6,2	7,2	8,2	Студент	7	7	9	9	9	11
Оценка эффективности полученных результатов	4	4	5	6	6	8	4,8	4,8	6,2	Студент	4	5	5	4	7	7
Написание раздела «Финансовый менеджмент»	4	4	4	6	6	6	4,8	4,8	4,8	Студент	5	5	5	5	5	5
Написание раздела «Социальная ответственность»	1	2	2	3	4	4	1,8	2,8	2,8	Студент	1	2	2	1	2	2
Оформление ВКР	5	4	6	7	7	8	5,8	5,2	6,2	Студент	5	6	7	5	8	9





Был составлен план научного исследования, включая календарный график выполнения задач. Для создания таблицы временных показателей проведения исследования был определен коэффициент календарности. С использованием данных в таблице 16 был разработан календарный план и график выполнения исследовательских работ по теме. В качестве иллюстрации календарного плана применена диаграмма Ганта, подчеркивающая актуальность и целесообразность проведения данного исследования.

Таблица 16 – Календарный план-график проведения научного исследования

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т <sub>кi</sub> , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ													
				февраль		март			апрель			май					
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Выбор темы ВКР	Ст, НР	1	■													
2	Составление и утверждение плана работ	НР	1	■													
3	Подбор и изучение материалов по теме	Ст	2		■												
4	Выбор направления исследования	Ст, НР	2		■												
5	Календарное планирование работ	Ст, НР	2		■												
6	Подбор и изучение материалов по теме	Ст	16			■	■	■									
7	Подбор технических растворителей	Ст, НР	13				■	■	■								
8	Разработка методики	Ст	9					■	■	■							
9	Оценка эффективности полученных результатов	Ст	4										■	■	■		

10	Написание раздела «Финансовый менеджмент»	Ст	5																
11	Написание раздела «Социальная ответственность»	Ст	1																
12	Оформление ВКР	Ст	5																

 – научный руководитель;  
 – студент.

### 5.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

- 1. Материальные затраты.
- 2. Затраты на спец.оборудование и реактивы
- 3. Основная и дополнительная ЗП.
- 4. Социальные отчисления.
- 4. Прямые затраты.
- 5. Накладные расходы.

#### 5.5.1 Расчет материальных затрат НТИ

При планировании бюджета научно-техническое исследование должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}, \tag{5.6}$$

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

$N_{расхi}$  – 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 потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

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

Таблица 17 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
Тетрадь для записей	Шт.	1	1	1	45	45	45	45
Ручка	Шт.	1	1	1	15	15	15	15
Образцы технических растворителей (изопропиловый спирт)	Кг	1	1	1	200	200	200	200
Электроэнергия	кВт·ч	300	350	320	3,5	1050	1225	1120
Итого, руб.						1310	1485	1380

Общие материальные затраты составили 1310 руб.

### 5.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

В этот раздел входят все расходы, связанные с покупкой специализированного оборудования (инструментов, контрольно-измерительных приборов, стендов, устройств и механизмов), необходимых для выполнения работ по определенной теме. Оценка стоимости специального оборудования осуществляется согласно действующим ценам, а в некоторых случаях по согласованной цене. При покупке специального оборудования следует учесть расходы на его транспортировку и установку, составляющие 15% от его стоимости. Расчет расходов по этому пункту представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., тыс. руб.	Затраты на материалы, (З <sub>р</sub> ), тыс. руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Персональный компьютер	Шт.	1	1	1	40	40	40	40
ПО MicrosoftOffice	Шт.	1	1	1	5	5	5	5
Aspen Energy Analyzer V10	Шт.	-	-	1	15	-	-	15
Источник питания	Шт.	1	1	1	15	15	15	15
Итого:						60	60	75

### 5.5.3 Основная заработная плата исполнителя темы

Данный раздел включает в себя основную зарплату ученых, инженерно-технического персонала, рабочих мастерских и опытных производств, которые прямо участвуют в выполнении работ по данной теме. Размер расходов на зарплату определяется на основе трудозатрат, связанных с выполнением работ, и существующей системы окладов и тарифных ставок. Основная зарплата включает в себя премии, выплачиваемые ежемесячно из фонда оплаты труда в размере 20-30% от тарифной ставки или оклада. Расчет основной заработной платы представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.		
			Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.	Выбор темы ВКР	Ст, НР	1	1	1	5,1			5,1	5,1	5,1
2.	Составление и утверждение плана работ	НР	1	1	2	3,1			3,1	3,1	6,2
3.	Подбор и изучение материалов по теме	Ст	3	2	3	2			6	4	6
4.	Выбор направления исследования	Ст, НР	1	2	3	5,1			5,1	10,2	15,3
5.	Календарное планирование работ	Ст, НР	2	2	1	5,1			10,2	10,2	5,1
6.	Подбор и изучение материалов по теме	Ст	15	12	18	2			30	24	36
7.	Подбор технических растворителей	Ст, НР	19	15	16	5,1			96,9	76,5	81,6
8.	Разработка методики	Ст	8	6	8	2			16	12	16
9.	Оценка эффективности полученных результатов	Ст	3	4	4	2			6	8	8
10.	Написание раздела «Финансовый менеджмент»	Ст	6	6	5	2			12	12	10
11	Написание раздела «Социальная ответственность»	Ст	1	3	3	2			2	6	6
12	Оформление ВКР	Ст	4	8	6	2			8	16	12
Итого									200,4	187,1	207,3

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату и рассчитывается по формуле:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (5.7)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12–20 % от  $Z_{осн}$ ).

Основная заработная плата руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p \quad (5.8)$$

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

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (5.9)$$

где  $Z_m$  – 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;

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

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 20 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48 0	72 0

Действительный годовой фонд рабочего времени	199	175
--	-----	-----

Месячный должностной оклад работника (руководителя):

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p \quad (5.10)$$

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

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

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

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

Тарифная заработная плата  $Z_{тс}$  находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда  $Tc_1 = 600$  руб. на тарифный коэффициент  $k_T$  и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке.

Тарифный коэффициент для НР = 1,866; для С = 1,407.

Расчет основной заработной платы представлен в таблице 21

Таблица 21 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Разряд	$k_T$	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Научный руководитель	Старший преподаватель	1,866	35000	0,3	0,4	1,3	77350	2578,33	20	51566,67
Студент	Инженер	1,407	18000	0,3	0,2	1,3	35100	1170,00	48	56160,00
Итого										107726,67

#### 5.5.4 Расчет дополнительной заработной платы

Дополнительная заработная плата учитывает 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 рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (5.11)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы, принятый на стадии проектирования за 0,15.

$$Z_{\text{доп-1}} = 0,15 \cdot 107726,67 = 16159 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{доп-2}} = 0,15 \cdot 127761,80 = 19164,27 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{доп-3}} = 0,15 \cdot 142796,56 = 21419,48 \text{ руб}.$$

### 5.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (5.12)$$

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

В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель проекта	51566,67	78 360,6	85 823,52	7 735,00	11 754,09	12 873,53
Студент	56160,00	112 320	127 296	8 424,00	16 848	19 094,4
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,30					
Итого						



Исполнение 1	37165,70
Исполнение 2	65 784,81
Исполнение 3	73 526,13

### 5.5.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\sum \text{статей}) \cdot k_{\text{нр}} \quad (5.13)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Накладные расходы для исполнения 1 составили:

$$Z_{\text{накл}} = (1310 + 60000 + 51566,67 + 56160 + 7735 + 8424 + 37165,70) \cdot 0,16 = 35577,82 \text{ руб.}$$

Накладные расходы для исполнения 2 составили:

$$Z_{\text{накл}} = (1485 + 60000 + 78360,6 + 112320 + 11754,09 + 16848 + 65784,81) \cdot 0,16 = 55 448,4 \text{ руб.}$$

Накладные расходы для исполнения 3 составили:

$$Z_{\text{накл}} = (1380 + 75000 + 85823,52 + 127296 + 12873,53 + 19094,4 + 73526,13) \cdot 0,16 = 63 198,97 \text{ руб.}$$

### 5.5.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Вычисленный объем затрат на научно-исследовательскую работу служит основой для создания бюджета проекта. Оценка бюджета затрат на научно-исследовательский проект представлена в таблице 23.

Таблица 23 –Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты НТИ	1310	1485	1380	Пункт 4.5.1
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	60000	60000	75000	Пункт 4.5.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	107726,67	190680,6	213119,52	Пункт 4.5.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	16159	28602,09	31967,93	Пункт 4.5.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	37165,70	65784,81	73526,13	Пункт 4.5.5
6. Затраты на научные и производственные командировки	-	-	-	Отсутствуют
7. Контрагентские расходы	-	-	-	Отсутствуют
8. Накладные расходы	35577,82	55448,4	63198,97	Пункт 4.5.6
9. Бюджет затрат НТИ	257939,19	402000,9	458192,55	

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

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования определяется как:

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (5.14)$$

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

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

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

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп1}} = \frac{257939,19}{458192,55} = 0,563;$$

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп2}} = \frac{402000,9}{458192,55} = 0,877;$$

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп3}} = \frac{458192,55}{458192,55} = 1$$

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

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i \times b_i \quad (5.15)$$

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

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

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

$n$  – число параметров сравнения.

Таблица 24 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	4	3	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,2	3	4	3
3. Помехоустойчивость	0,15	5	3	4
4. Энергосбережение	0,15	4	3	5
5. Надежность	0,2	4	4	5
6. Материалоемкость	0,2	3	4	3
Итого	1	3,75	3,6	4,05

$$I_{p-\text{исп1}} = 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 = 3,75;$$

$$I_{p-исп2} = 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,6;$$

$$I_{p-исп3} = 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 = 4,05.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{фин.р}} = \frac{3,75}{0,563} = 6,66$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{фин.р}} = \frac{3,6}{0,877} = 4,10;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{p-исп3}}{I_{фин.р}} = \frac{4,05}{1} = 4,05.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{ср}$ ):

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп2}}{I_{исп1}} \quad (5.16)$$

Таблица 25 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,563	0,877	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,75	3,6	4,05
3	Интегральный показатель эффективности	6,66	4,10	4,05
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,780	0,830

Сравнив значения интегральных показателей эффективности можно сделать вывод, что реализация первого решения является более эффективным вариантом решения задачи, поставленной в данной работе с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

## **6. Социальная ответственность**

### **Введение**

В данной выпускной квалификационной работе проводится исследование растворимости нефтяных отложений в технических растворителях. Объектом исследования в рамках работы по разделу «Социальная ответственность» становятся нефтяные отложения, образующиеся при эксплуатации оборудования в нефтяной промышленности. Очистка оборудования от подобных отложений является актуальной задачей как с экономической, так и с экологической точки зрения. Для эффективного решения этой проблемы используются различные технические растворители, способность которых к растворению нефтяных отложений и представляет основной интерес в рамках данной работы.

Рабочими местами для исследователя в этой области являются: лабораторное помещение размерами (10x15м), где проводятся эксперименты по изучению свойств растворителей и отложений; лаборатория химического анализа, где осуществляется отбор и анализ проб; а также площадки эксплуатации нефтяного оборудования, где проводятся работы по сбору образцов нефтяных отложений и наблюдение за процессом их образования. Кроме того, важными инструментами являются различные химические реагенты, оборудование для анализа проб, а также технические растворители, с помощью которых изучается процесс растворения нефтяных отложений.

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

В разделе «Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности» рассмотрим: эргономические стандарты, ключевые условия

работы и гарантии лаборанта, работающего на территории нефтеперерабатывающих предприятий.

Согласно результатам специальной оценки условий труда N 426 - ФЗ "О специальной оценке условий труда", условия труда лаборанта классифицируются как допустимые (2 класс). В таких условиях лаборант подвергается влиянию вредных и (или) опасных производственных факторов, уровни которых не превышают установленные стандарты, а состояние здоровья работника восстанавливается в период регулируемого отдыха или до начала следующего рабочего дня (смены). Длительность рабочего дня лаборанта составляет 8 часов, рабочий график - пятидневная рабочая неделя. Годовой оплачиваемый отпуск составляет 28 календарных дней в соответствии со ст. 115 ТК РФ без предоставления дополнительного отпуска.

В соответствии с Трудовым кодексом РФ и Федеральным законом РФ «О специальной оценке условий труда» лаборантам с допустимыми условиями труда обеспечиваются следующие права и гарантии:

- Согласно ч. 1 ст. 213 ТК РФ, лаборант должен проходить обязательные вступительные и регулярные медицинские осмотры для определения его пригодности к выполнению порученных задач и профилактики профессиональных заболеваний. По медицинским рекомендациям, такие работники должны проходить не плановые медицинские осмотры;

- Работодатель должен бесплатно предоставить сертифицированные средства индивидуальной защиты и лабораторное оборудование, с учетом специфики выполнения работы;

- Личные данные работника, передаваемые работодателю, находятся под защитой от потери или неправомерного использования;

- Минимальные требования к условиям труда определяются в соответствии с законодательством о труде;

- Своевременная выплата заработной платы, соответствующей квалификации и сложности работы;

- Обязательное медицинское страхование и обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, в соответствии с действующим законодательством РФ;

- Возмещение ущерба, нанесенного здоровью работника из-за травмы или другого повреждения здоровья, связанных с выполнением его трудовых обязанностей.

Важно отметить, что в процессе исследования растворимости нефтяных отложений в технических растворителях, обязательно необходимо соблюдать все требования безопасности и заботиться о сохранении здоровья, так как работы с опасными и вредными веществами влекут за собой риск профессиональных заболеваний и травм. Поэтому строгое соблюдение всех предписанных мер и норм, а также постоянное сотрудничество с работодателем в области обеспечения безопасных условий труда являются важной частью работы исследователя.

В соответствии с Приказом Ростехнадзора № 528 от 15.12.2020 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности" "Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ", исследователь, работающий с нефтяными отложениями и техническими растворителями, должен быть обучен безопасным методам работы, придерживаться стандартов, инструкций и технологических карт, в которых изложены подробные требования к работе с опасными веществами. Он также должен быть знаком с своими правами и обязанностями. Нарушение законодательства и иных нормативных актов, содержащих требования промышленной безопасности, может привести к дисциплинарной, гражданско-правовой, административной и уголовной ответственности в порядке, установленном федеральным законом.

Место проведения исследования - лабораторное помещение. Этом предпочтительно использование комбинированной системы освещения. Безопасность является приоритетом при организации рабочего места лаборанта. Это должно включать в себя доступ к средствам индивидуальной

защиты, таким как халаты, перчатки, очки и другие приспособления, которые защищают от вредных веществ. Рабочее место должно быть оборудовано средствами пожаротушения, на случай возникновения пожара. Правильное освещение играет важную роль в лабораторной работе. Рабочее место должно быть хорошо освещено, чтобы предотвратить ошибки, вызванные недостаточным освещением. Искусственное освещение следует дополнить естественным, если это возможно. Рабочее место должно быть размещено и организовано так, чтобы обеспечивать максимальное удобство, что включает в себя высоту стола и стула, расположение оборудования и инструментов, доступность материалов и расположение мониторов и клавиатуры. Оборудование должно быть в хорошем рабочем состоянии и поддерживаться в чистоте. Все приборы и инструменты должны быть хорошо организованы и легко доступны. Стандарты гигиены должны быть соблюдены, что включает в себя регулярную уборку и дезинфекцию рабочих поверхностей, обеспечение доступа к умывальникам и средствам для мытья рук. Лаборанты должны быть обучены правильной работе с оборудованием и инструментами, а также знать меры безопасности при работе с химическими веществами. Обучение должно быть проведено до начала работы и регулярно обновляться. Достаточное пространство между рабочими местами и четкая разметка зон облегчает работу, уменьшает риск случайных контактов с опасными веществами и способствует эффективной коммуникации между сотрудниками.

В общем, организация рабочего места лаборанта должна обеспечивать безопасное и эффективное выполнение задач, обеспечивать комфорт и способствовать максимальной продуктивности.

Требования к организации и оборудованию рабочего места лаборанта представлены на рисунке 11, в соответствии с Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670 - 20 "Санитарно - эпидемиологические требования к условиям труда" от 02.12.2020 №40 и ГОСТ 12.2.032 - 78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя.



Общие эргономические требования» ред. от 01.04.2001, условия в лаборатории соответствуют нормам.

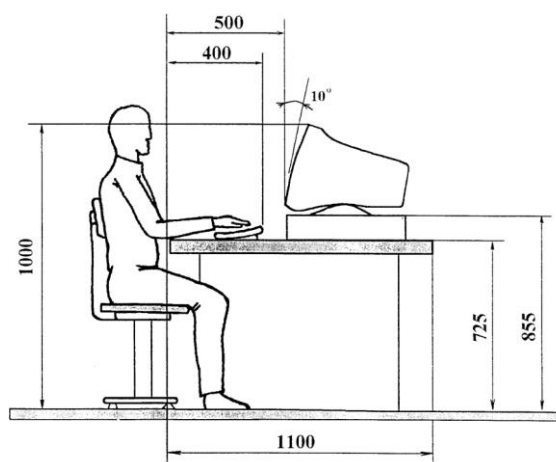


Рисунок 11– Планировка рабочего места лаборанта

Дизайн рабочего стола должен поддерживать эффективное расположение используемого оборудования на рабочей поверхности. Рабочее кресло или стул должен иметь возможность подняться, повернуться, регулироваться по высоте, а также углам наклона как сиденья, так и спинки. Кроме того, должна быть возможность регулировать расстояние от спинки к переднему краю сиденья. Важно, чтобы регулировка каждого из этих параметров была независимой, простой в реализации и обеспечивала надежное закрепление после установки. Такая эргономическая настройка рабочего места способствует обеспечению комфорта и здоровья сотрудника, что в свою очередь влияет на производительность и эффективность работы.

## 6.2 Производственная безопасность

Перечень возможных опасных и вредных производственных факторов при эксплуатации, которые характерны для анализируемой производственной среды, приведены в таблице 26, по ГОСТ 12.0.003 - 2015.[2]

Таблица 26 – Возможные опасные и вредные производственные факторы в нефтехимической лаборатории

Факторы ГОСТ 12.0.003 - 2015	Нормативные документы
Воздействие токсичных паров и газов растворителей на работающего, зависит от их содержания и химических свойств	Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 02.12.2020. Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670 - 20 "Санитарно - эпидемиологические требования к условиям труда"
Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	ГОСТ 12.4.124-83 «Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования» (ред. от 01.11.2003)
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	Приказ Минтруда России №782н от 16.11.2020 «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте»
Образование взрывоопасной среды. Меры предотвращения пожаров и взрывов при работе с легковоспламеняющимися и взрывоопасными растворителями	ГОСТ 12.1.017-80 «ССБТ. Пожаровзрывоопасность нефтепродуктов и химических органических продуктов. Номенклатура показателей»
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» (ред. от 30.12.2020)
Повышенный уровень шума на рабочем месте может влиять на комфорт и эффективность работы	СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменениями N 1, 2) (ред. от 16.12.2021)
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (ред. от 28.12.2021)

### 6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Рассмотрим вредные и опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм оператора товарного при выполнении его трудовых обязанностей на рабочем месте.

#### *Токсичность технических растворителей:*

1. Источниками возникновения вредных производственных факторов на рабочем месте могут быть операции, связанные с применением технических растворителей, такие как их использование, хранение, перемещение и утилизация.

2. Превышение допустимых предельных концентраций растворителей в воздухе рабочей зоны может вызвать у работника признаки острого профессионального отравления: головокружение, сухость во рту, головную боль, тошноту и учащенное сердцебиение.

3. Предельно допустимая концентрация для большинства технических растворителей на рабочем месте не должна превышать установленные нормы, которые варьируются в зависимости от типа растворителя. Работа с растворителями должна ограничиваться установленной продолжительностью и интенсивностью, чтобы минимизировать риск заболеваний или отклонений в состоянии здоровья.

4. Работники, работающие с техническими растворителями, должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной защиты: спецодеждой и обувью, специализированными инструментами и приспособлениями, а также противогазами, защищающими от паров растворителя при содержании кислорода не менее 18% (объемных) и суммарном содержании вредных парогазообразных веществ не более 0,5 % (объемных).

5. Меры безопасности при работе с техническими растворителями должны включать в себя систему связи, контроль качества воздуха и индивидуальные сигнализаторы. В случае возникновения нештатной ситуации, работа должна быть немедленно прекращена, и работники должны покинуть опасную зону.

6. В производственных помещениях, где используются технические растворители, должны быть установлены аварийные вентиляционные системы, которые активируются при обнаружении утечек вредных газов или паров. На открытых рабочих площадках и в управляющих помещениях должна быть установлена предупреждающая и аварийная световая и звуковая сигнализация, связанная с датчиками обнаружения токсичных веществ. [3,5]

*Повышенный уровень статического электричества*

1. Потенциальным источником повышенного уровня статического электричества могут быть незаземленные электропроводящие элементы и компоненты резервуаров во время осмотра оборудования.

2. Если лаборант не соблюдает нормы безопасности и не участвует в идентификации возможных рисков, это может привести к получению электрической травмы.

3. Для обеспечения безопасности уровень напряжения не должен превышать 12 вольт, уровень тока должен быть ниже 0,1 ампера, а заземление должно быть ниже 4 ом.

4. Чтобы избежать поражения электрическим током, лаборант должен обеспечить надлежащее заземление всего электрооборудования. Лаборанту запрещено отменять блокировки и системы противопожарной защиты, убирать предупреждающие знаки или подключать оборудование к источникам питания до полного завершения всех работ с оборудованием.

5. Согласно Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденным Приказом Минтруда России №903н, лаборанты классифицируются как неэлектротехнический персонал (группа I по электробезопасности). Они взаимодействуют с электроустановками без права на их отключение или переключение. В соответствии с Правилами устройства электроустановок помещения лаборанты относятся к классу "помещения без повышенной опасности". Такие помещения характеризуются низкой влажностью воздуха, наличием вентиляционных систем и отопления, а также не проводящими электричество полами.

#### *Выполнение работ на высоте*

1. Происхождение опасного фактора связано с расположением рабочего места, что создает потенциальную опасность падения с высоты в 1,8 метра или больше. Дополнительные риски могут возникнуть из-за атмосферных условий, скользящих или нестабильных конструкций (например, лестницы к резервуару для хранения веществ), сильного ветра, или недостаточного освещения (во время подъема и спуска на резервуар).

2. В результате воздействия этого фактора, оператор может получить травмы, включая переломы, которые могут в конечном итоге привести к смертельному исходу.

3. Работа на высоте может включать в себя такие операции, как отбор проб и измерение уровня с резервуара без использования подмащивающих средств на высоте 5 метров и выше, или спуск с высоты более 5 метров по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности более 75 градусов. Также это может включать работу на расстоянии менее 2 метров от перепада уровня, или на высоте, где защитные ограждения ниже 1,1 метра (например, при уборке снега).

4. Защитные средства включают специальную одежду, обувь и каску. Во время работы следует находиться с наветренной стороны, чтобы избежать отравления паров углеводородов и возможного падения. При подъеме и спуске необходимо держаться за перила. Работа не должна выполняться при обледенении, грозе или при скорости ветра 12,5 м/с и выше. [11,5]

#### *Образование взрывоопасной среды*

1. Потенциальные источники опасности в производственной сфере включают такие элементы, как: нарушение герметичности фланцевых соединений технологического трубопровода, разъемные части оборудования и трубопроводов, износ оборудования раньше срока, отсутствие должного контроля за состоянием ГВС, а также игнорирование требований и норм промышленной безопасности.

2. Несоблюдение норм и требований по охране труда и недостаток внимания к возможным рискам могут привести к серьезным последствиям для работника, включая острые отравления, ожоги различной степени тяжести, и даже смертельный исход.

3. Пары нефти, смешиваясь с кислородом, формируют взрывоопасные смеси. Минимальная концентрация, при которой возможен взрыв, обозначается как нижний концентрационный предел распространения пламени (НКПРП), и для нефти составляет 42000 мг/м<sup>3</sup>. Максимальная

концентрация, при которой все еще возможен взрыв, обозначается верхним концентрационным пределом распространения пламени (ВКПП), который для нефти равен  $195000 \text{ мг/м}^3$ . Диапазон между НКПП и ВКПП называется концентрационным диапазоном взрываемости. Для обеспечения безопасности от взрыва и пожара установлен предел допустимой взрывобезопасной концентрации (ПДВК), равный  $2100 \text{ мг/м}$ , что соответствует 5% от НКПП для паров углеводородов нефти.

4. Газоопасные работы, которые осуществляет лаборант в соответствии с его производственной инструкцией (например, измерение ПДК в рабочей зоне), разрешаются после проведения всех предварительных работ и мер, предусмотренных в наряде-допуске. Лаборант должен быть проинструктирован по методам контроля качества воздуха на объектах магистральных нефтепроводов. Работы проводятся в составе не менее двух человек, исключая лицо, ответственное за их проведение. Нельзя менять объем, характер и состав исполнителей, указанных в наряде-допуске. Не допускается одновременное выполнение огневых и газоопасных работ в непосредственной близости на открытом воздухе или на разных уровнях одного объекта, поскольку это может привести к выделению взрывоопасных и пожароопасных веществ. Газоопасные работы, связанные с потенциальным выделением опасных веществ, должны выполняться в спецодежде и спецобуви, а также с использованием других средств индивидуальной защиты, соответствующих характеру и условиям выполняемой работы. Инструменты и приспособления, которые не вызывают искр, также должны использоваться. Для освещения необходимо использовать переносные светильники с напряжением не более 12 вольт, соответствующие категории и группе взрывоопасной смеси. Включение и выключение света производится вне опасной зоны. Необходимо знать расположение оборудования, трубопроводов, запорной арматуры, а также порядок и схему эвакуации из опасной зоны.

5. При работе с техническими растворителями, их пары также могут образовывать взрывоопасные смеси при смешивании с кислородом. Минимальная концентрация, при которой возможен взрыв, определяется как нижний концентрационный предел распространения пламени (НКПП). Для технических растворителей данный предел может варьироваться в зависимости от их состава и характеристик. С целью обеспечения безопасности от взрыва и пожара, установлен предел допустимой взрывобезопасной концентрации (ПДВК), который является максимальной концентрацией, при которой все еще возможен взрыв. ПДВК определяется с учетом нижнего концентрационного предела распространения пламени и других факторов безопасности. Для технических растворителей ПДВК может быть определен в соответствии с нормативными требованиями и спецификациями. Важно соблюдать предельно допустимые концентрации и избегать превышения ПДВК при работе с техническими растворителями. Для этого рекомендуется проводить регулярный контроль концентрации паров в воздушной среде и применять необходимые меры предосторожности, такие как обеспечение хорошей вентиляции, использование средств индивидуальной защиты и соблюдение правил безопасной работы с растворителями. Перед началом работы с техническими растворителями необходимо ознакомиться с их характеристиками и безопасными методами использования, а также пройти соответствующее обучение и тренировку. Работники должны быть осведомлены о возможных опасностях, связанных с образованием взрывоопасных смесей, и принимать все необходимые меры для предотвращения аварийных ситуаций.

6. Система автоматического обнаружения утечек горючих газов и паров представляет собой непрерывное автоматическое мониторинговое устройство, контролирующее уровень взрывоопасности воздуха в производственных помещениях и рабочих зонах наружных установок. Ее цель - предупреждение работников объекта о возникновении потенциально пожарных чрезвычайных ситуаций и обеспечение активации устройств,

предназначенных для их устранения и минимизации. Датчики в системе газового анализа должны быть установлены в соответствии с специфическими условиями каждого технологического участка и должны быть настроены на уровни не выше 20% и 50% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПП). [6,7]

#### *Повышенный уровень шума*

1. Один из источников данного фактора возникает при отборе проб насосной, где невозможно исключить высокий уровень шума от работающего оборудования, включая насосы. Кроме того, замер загазованности воздуха в рабочей зоне также может быть источником этого фактора.

2. Постоянное воздействие шума может привести к постепенному снижению слуха и появлению тугоухости в будущем, а также вызывать различные вегетативные сдвиги и изменения в работе сердечно-сосудистой системы.

3. При работе в операторной на расстоянии, уровень шума не должен превышать 80 децибел (дБ) в соответствии с Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 №2, которое утверждает санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" (пункт 35).

4. Для защиты от шума при отборе проб в насосной рекомендуется использование специальных наушников.

Работники, выполняющие работы с высоким уровнем шума, такие как отбор проб, должны также быть обеспечены соответствующей специальной защитной спецодеждой, включая защитные наушники, согласно нормам и правилам охраны труда. Регулярные проверки уровня шума и обучение работников правильному использованию средств защиты помогут минимизировать риск воздействия этого фактора на работников. [10].

#### *Отклонение показателей микроклимата*



1. Причиной данного фактора могут быть неисправности в системе кондиционирования воздуха или недостаточное обогревание помещения, что приводит к неблагоприятным условиям микроклимата.

2. Изменение температуры и скорости движения воздуха может привести к переохлаждению организма или же снижению работоспособности при повышенной температуре воздуха. Низкая влажность воздуха может вызвать быстрое испарение влаги с слизистых оболочек, что приводит к пересыханию и трескам, а также может способствовать размножению болезнетворных микроорганизмов.

3. Показатели, определяющие микроклимат в производственных помещениях, включают температуру воздуха, температуру поверхностей, относительную влажность воздуха, скорость движения воздуха и интенсивность теплового облучения.

Допустимые значения параметров микроклимата на рабочих местах в помещениях оцениваются в зависимости от категории работ, учитывая энергозатраты организма. Работа товарного оператора относится к категории Пб, которая предполагает ходьбу, перемещение и поднятие грузов весом до 10 кг с умеренным физическим напряжением и энергозатратами 233-290 Вт. Нормальные условия труда для этой категории работ отражены в таблице 27 [8].

Таблица 27 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровням энергозатрат,Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Пб (233 - 290)	17 - 19	16 - 20	40-60	0,2
Теплый	Пб (233 - 290)	19 - 21	18 - 22	40-60	0,2

4. Для исключения негативного воздействия микроклимата применяются следующие средства защиты: коллективные - системы кондиционирования воздуха, помещения для отдыха и обогрева; индивидуальные - спецодежда, средства индивидуальной защиты.

*Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения*

1. Возможным источником вредного производственного фактора является передвижение оператора товарного в темное время суток, особенно вечером или ночью, к месту выполнения работ.

2. Недостаточное освещение оказывает негативное влияние на функционирование зрительного аппарата, эмоциональное состояние и приводит к усталости центральной нервной системы. Кроме того, недостаточная освещенность повышает риск получения травм различной степени тяжести при падении.

3. Для резервуарных парков необходимо предусматривать равномерное общее освещение. В соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ), минимальная освещенность на территории резервуарного парка должна быть не менее 5 люкс, в местах измерения уровня нефти в резервуаре - 10 люкс, на лестницах и обслуживающих площадках - 10 люкс, в местах установки контрольно-измерительных приборов - 30 люкс (используется комбинированное освещение с переносными светильниками), на вспомогательных проездах - 5 люкс, на главных проездах - 10 люкс.

4. Для обеспечения безопасности передвижения оператора в ночное время используются светильники с напряжением не выше 12 Вольт во взрывозащищенном исполнении. Это позволяет минимизировать риск возникновения взрывоопасных ситуаций при использовании источников света. [9]

### 6.3 Экологическая безопасность

Безопасность окружающей среды в производственной лаборатории должна быть обеспечена путем предотвращения утечек опасных веществ и снижения потерь в процессе приема, откачки и хранения. Одним из наиболее эффективных методов является применение системы улавливания легких фракций (УЛФ). Этот метод позволяет достичь большего сокращения потерь по сравнению с традиционными средствами, такими как понтоны, плавающие крыши или окрашивание резервуаров.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий» (с изменениями от 01.10.2021), проанализированный объект относится к II категории. Это указывает на умеренный уровень воздействия на окружающую среду и подчеркивает важность принятия мер для минимизации потенциального негативного влияния и обеспечения экологической безопасности в производственной лаборатории., оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду.

#### *Мероприятия направленные на защиту атмосферного воздуха*

В производственной лаборатории принимаются различные меры для защиты атмосферного воздуха и обеспечения экологической безопасности. Некоторые из таких мероприятий включают:

1. Мониторинг качества воздуха: Регулярный контроль и анализ состава воздуха в лаборатории с использованием специальных приборов и датчиков для обнаружения и измерения концентрации вредных веществ и загрязнителей.
2. Правильное управление химическими веществами: Соблюдение строгих протоколов по хранению, использованию и утилизации химических веществ, чтобы предотвратить их нежелательное попадание в атмосферу,

включает правильную маркировку, хранение в специальных контейнерах, использование систем захвата и фильтрации.

3. Применение систем вентиляции: Использование эффективных систем вентиляции и кондиционирования воздуха для обеспечения свежего воздуха, удаления загрязненного воздуха и поддержания оптимальных условий микроклимата в лаборатории.

4. Профилактика утечек: Регулярная проверка и обслуживание оборудования, трубопроводов и систем для предотвращения возможных утечек вредных веществ и газов. В случае обнаружения утечки необходимо принять незамедлительные меры по ее устранению и предотвращению дальнейшего загрязнения воздуха.

5. Обучение персонала: Проведение обучающих программ и тренингов для персонала, чтобы повысить их осведомленность о мерах безопасности, правилах работы с химическими веществами, использовании систем вентиляции и других аспектах, связанных с защитой атмосферного воздуха.

6. Соблюдение законодательства и нормативных требований: Следование всем применимым правилам, стандартам и нормам в области защиты окружающей среды и атмосферного воздуха, включая соответствие экологическим лицензиям и разрешениям.

Все эти мероприятия направлены на минимизацию негативного влияния производственной лаборатории на атмосферный воздух и обеспечение безопасной и экологически чистой рабочей среды для персонала и окружающих.

#### *Мероприятия направленные на защиту земли и земляных ресурсов*

В производственной лаборатории принимаются различные меры для защиты земли и земляных ресурсов:

1. Разработка и внедрение системы управления отходами, которая включает правильную классификацию, разделение, маркировку, хранение и

утилизацию отходов. Это помогает предотвратить загрязнение почвы и подземных вод отходами, содержащими вредные вещества.

2. Проведение регулярных инспекций и мониторинга земли на предмет загрязнения в результате использования химических веществ или других процессов. В случае обнаружения загрязнения необходимо принять меры по его локализации, очистке и восстановлению земли.

3. Следование применимым нормам и стандартам в области защиты земли и земельных ресурсов, включая ограничение или запрет использования определенных вредных веществ или практик.

4. Применение эффективных методов и технологий, направленных на минимизацию потребления ресурсов, таких как энергия, вода и сырье. Это включает снижение использования химических веществ, рециркуляцию и повторное использование материалов и ресурсов.

5. Проведение обучающих программ и тренингов для персонала с целью повышения их осведомленности о мерах безопасности, правилах управления отходами, экологических стандартах и методах рационального использования ресурсов.

6. Установление партнерских отношений с экологическими организациями или ведомствами для получения консультаций, проведения аудитов и обмена передовыми практиками в области защиты земли и земельных ресурсов.

Все эти мероприятия направлены на минимизацию негативного влияния производственной лаборатории на землю и земляные ресурсы, а также на обеспечение устойчивого и экологически ответственного ведения бизнеса.

#### *Мероприятия направленные на защиту воды и водных объектов*

1. Следование строгим правилам и процедурам для хранения и использования химических веществ с целью предотвращения их проникновения в водные источники. Это включает использование специальных контейнеров, противоутечных систем и предотвращение случайных разливов.

2. Установка и поддержание эффективной системы очистки сточных вод перед их сбросом в канализацию или окружающую среду. Это включает применение фильтров, отстойников, биологических очистных сооружений и других технологий для удаления загрязнений и обеспечения соответствия нормативам.

3. Применение мер для снижения потребления воды и повышения ее эффективности. Это может включать установку водосберегающего оборудования, рециркуляцию воды, использование систем дождевого сбора и других методов.

4. Проведение регулярного мониторинга качества воды в районе производственной лаборатории, а также на выходе сточных вод, с целью контроля загрязнений и своевременного выявления любых аномалий. Это позволяет принять соответствующие меры для предотвращения загрязнения водных объектов.

5. Проведение обучающих программ и тренингов для персонала, где им разъясняются правила безопасного обращения с водой, меры по предотвращению загрязнения и соблюдению экологических стандартов.

6. Установление партнерских отношений с местными водохозяйственными органами или организациями для консультаций, аудитов и совместной работы по защите воды и водных объектов.

#### **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

На нефтеперерабатывающих заводах произойти различного рода аварии, которые могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможные чрезвычайные ситуации (ЧС) в производственной лаборатории могут быть вызваны техногенными авариями, природными катастрофами и геологическими воздействиями.

Одним из наиболее типичных ЧС является воспламенение жидкости или взрыв паров в результате разгерметизации. В зависимости от вещества,

которое горит, такое ЧС может быть отнесено к классу В (пожары горючих жидкостей) или к классу С (пожар газов).

Для борьбы с пожарами используются первичные средства пожаротушения, включая переносные и передвижные огнетушители, пожарный инвентарь, покрывала для изоляции очага возгорания и аэрозольные переносные генераторные огнетушители.

Основные методы, направленные на уменьшение масштабов ЧС, включают обучение персонала навыкам поведения в ЧС, усиленный контроль за состоянием объекта, использование первичных систем пожаротушения, земляных обвалований вокруг резервуаров, а также систем оповещения для своевременного информирования персонала и органов управления.

При возникновении ЧС необходимо следовать определенному порядку оповещения. Первый, заметивший ситуацию, сообщает старшему оператору, который затем оценивает обстановку и информирует технологическую бригаду, команду операторов и диспетчера. Дальнейшие действия включают остановку насоса при разгерметизации трубопровода, отключение резервуара от рабочей схемы и докладывание властям и руководству.

Чрезвычайный режим вводится при возникновении аварийной ситуации, и проводится оповещение расположенных вблизи объектов. Для оповещения микрорайонов и жилых массивов могут быть задействованы подвижные посты с громкоговорящими установками.

Ликвидация последствий ЧС включает демонтаж оборудования и очистку территории от остатков продуктов горения.

Такие мероприятия направлены на обеспечение безопасности и предотвращение возможных ЧС, а также минимизацию их последствий для персонала и окружающей среды в производственной лаборатории. [13]

## **Вывод по разделу социальная ответственность**

В данной главе выпускной квалификационной работы было рассмотрено рабочее лаборанта нефтехимической лаборатории и взаимодействие на него возможных опасных и вредных производственных факторов. Фактические значения соответствует нормативным требованиям согласно:

1. Разделу 1 п.1.13 правил устройства электроустановок (ПУЭ) помещение операторной относится к первому классу - "помещения без повышенной опасности";

2. Приказу Минтруда России №903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» п.2.3 персонал операторной относится к I группе по электробезопасности (неэлектротехнический персонал);

3. Постановлению Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 N 2 "Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания", работа лаборанта относится к категории Пб;

4. Постановлению «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий (с изменениями на 7 октября 2021 года)» согласно разделу 2 п.17 относится к объектам II категории оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду.



## Заключение

Подводя итоги, следует отметить, что наличие асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в нефтяной промышленности создает значительные проблемы, связанные с транспортировкой и хранением нефти. Эти отложения, наряду с солями, механическими примесями и водой, могут привести к загрязнению скважин, их закупорке и последующему замедлению добычи нефти. Очень важно решить эти проблемы путем применения эффективных методов удаления и предотвращения образования АСПО, особенно на месторождениях с тяжелой нефтью, где образование и накопление этих отложений нежелательно.

Среди существующих методов химический подход был признан наиболее оптимальным решением благодаря его экономичности и способности повышать эффективность эксплуатации нефтедобывающих установок. Ингибиторы парафинов, представляющие собой растворимые в нефти соединения, могут быть введены для изменения вязкости и температуры застывания нефти, тем самым уменьшая образование и накопление АСПО. Растворители, помимо их роли в удалении существующих отложений, могут также действовать как ингибиторы для предотвращения образования АСПО. Концентрация и количество необходимого растворителя зависят от конкретного применения и условий эксплуатации. Поэтому разработка новых растворителей, более эффективных и доступных по цене, может внести значительный вклад в технический прогресс в области трубопроводного транспорта высокопарафинистых и тяжелых нефтей.

В данном исследовании была изучена растворяющая способность гуминовых кислот в качестве растворителей для АСПО, что является первым исследованием их потенциала в данном контексте. Гуминовые кислоты - это группа природных органических соединений, которые, как известно, являются активной матрицей органического вещества в почвах и торфах. Они проявляют реакционную способность по отношению к нефтяным углеводородам, что

делает их потенциальными природными детоксикантами, способными уменьшить воздействие нефтяного загрязнения на окружающую среду. Кроме того, поскольку гуминовые кислоты уже присутствуют в буровых растворах, были выявлены их растворяющие способности. Однако для оптимизации их применения, включая концентрацию и количественные характеристики, необходимы дальнейшие исследования.

В ходе экспериментальной работы, проведенной в данном исследовании, изучалось влияние различных растворителей на АСПО. Результаты показали, что керосин проявил наиболее эффективную растворяющую способность при контакте со всеми тремя образцами АСПО. Визуальные наблюдения за образцами нефти с растворителями показали заметные изменения в структуре нефтяного осадка при контакте с растворителями. Этот вывод указывает на потенциал растворителей, таких как керосин, в изменении характеристик АСПО и облегчении их удаления. Более того, использование гуминовых кислот в качестве растворителей продемонстрировало их растворяющие свойства, что указывает на необходимость дальнейших экспериментов и анализа различных образцов осадка для получения полного понимания их потенциального применения для удаления АСПО.

В целом, данное исследование позволило получить ценные сведения об эффективности различных растворителей для удаления АСПО, при этом керосин оказался перспективным вариантом. Кроме того, изучение гуминовых кислот в качестве растворителей расширило понимание их растворяющих свойств и их потенциальной роли в смягчении проблем, связанных с АСПО. Полученные результаты вносят вклад в текущие усилия по разработке более эффективных и экономически выгодных растворителей для удаления и предотвращения АСПО, что в конечном итоге будет способствовать техническому прогрессу в транспортировке высокопарафинистых и тяжелых нефтей по трубопроводам. Для полного изучения растворяющих свойств гуминовых кислот и их потенциала для практического применения в нефтяной промышленности необходимы дальнейшие исследования и эксперименты с

различными образцами отложений.

## Список использованной литературы

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «НедраБизнесцентр», 2000. – 653 с.
2. Петрова Л.М., Форс Т.Р., Юсупова Т.Н., Мухаметшин Р.З., Романов Г.В. Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений // Нефтехимия. 2005. Т.45. №3. С. 189-195.
3. Иванова, Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал “Нефтегазовое дело”. - 2011. - №1. – С. 268 –284.
4. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними/ В. П. Тронов – М.: Недра, 1969. - 192 с.
5. Ахметов А.Ф., Нуриязданова В.Ф., Герасимова Е.В. Лабораторная методика определения эффективности растворителей асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) // Башкирский химический журнал. 2008. Т. 15. № 2. С. 161–163.]
6. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/IvanovaLV/IvanovaLV\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf) (дата обращения 17.03.19).
7. Юдина Н.В., Прозорова И.В., Турфакина Л.М., Лоскутова Ю.В. Композиции для очистки нефтепромыслового оборудования от асфальтосмолопарафиновых отложений // Химия в интересах устойчивого развития. – 1999. - №7. - С.315-319.
8. Агаев С.Г., Землянский Е.О., Гультяев С.В., Яковлев Н.С. Парафиновые отложения в условиях добычи нефти и депрессорные присадки для их ингибирования // Журнал прикладной химии. – 2006. - №8. – Т.79. – С.1373 – 1378.
9. Абузова Ф.Ф. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их

транспортировке и хранение. – М.: Недра, 1981. – 248с.

10. Малышев А.Г. Выбор оптимальных способов борьбы с парафинообразованием / А.Г. Малышев, Н.А. Черемисин, Г.В. Шевченко // Нефтяное хозяйство. - 1997. - № 9. - С.62-69.

11. Локтев С.М. Проблемы переработки тяжелых нефтей. - Алма-Ата: Наука, 1989. - С.20-25

12. Надиров Н.К. Трубопроводный транспорт вязких нефтей / Н.К. Надиров, П.И. Тугунов, Р.А. Брот, Б.У. Уразгалиев. – Алма-Ата: Наука, 1985. - 264с.

13. Коллоидная химия нефти и нефтепродуктов// Сборник материалов, посвященных научной деятельности проф. Г.И. Фукса. – М.: Техника, 2001. – 96с.

14. Сергиенко С.Р., Таимова Б.А., Талалаев Е.Н. Высокомолекулярные соединения нефти. – М.: Наука, 1979. – 269с.

15. Поконова Ю.В. Химия высокомолекулярных соединений. - Л: Изд-во ЛГУ, 1980. – 170с.

16. Наметкин С.С. Химия нефти. – М.: Изд-во Академии наук, 1995. – 800с.

17. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. - М.: Недра. - 1969. – 192с.

18. Горошко С.А. Влияние ингибиторов парафиноотложений на эффективность транспорта газового конденсата месторождения “Прибрежное”. Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук.:Краснодар, 2003.

19. Минеев Б.П., Болигатова О.В. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти // Нефтепромысловое дело. 2004. №12. С. 41-43.

20. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. 653 с.

21. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

file:///C:/Users/WW/Desktop/sharifullin\_a\_v\_sharifullin\_v\_n\_kompozitsionnye\_sostavy\_dlya.pdf (дата обращения 25.04.19).

22. Мазепа Б.А. Парафинизация нефтесборных систем и промышленного оборудования. – М.: Недра. - 1966. - 182с.

23. Цветков Л.А. Условия отложения парафина в промышленных трубопроводах и мероприятия по их удалению// Тр. Гипрвостокнефть. М.: Гостоптехиздат. – 1961.

24. Непримеров Н.Н, Шарагин А.Г. Исследование скважин и разработка превентивных методов борьбы с парафином. Казань.: Казанский университет. - 1957. - Т.117. – 201с

25. Сковородников Ю.А., Едигаров С.Г. Борьба с накоплениями парафинистых осадков в нефтяных резервуарах – М.: ЦНИИТ Энефтехим, 1967. – 69с.

26. Мазепа Б.А. Борьба с парафиновыми отложениями при добычи нефти за рубежом. – М.: Гостоптехиздат. – 1961. – 89с.

27. Рагулин В.В. Исследования свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов / В.В. Рагулин, Е.Ф. Смолянец, А.Г. Михайлов // Нефтепромысловое дело. - 2001.- № 5.-С.33-36.

28. Прозорова И.В. Вибрационный способ и присадка для удаления АСПО. Автоматизация и информационное обеспечение технологических процессов нефтяной промышленности: Сб. науч. тр. / И.В. Прозорова, Ю.В. Лоскутова, С.В. Рикконен, А. К. Хорьков, В.А. Данеккер. – Томск: Изд – во ТГУ. – 2000. – С. 198 – 204.

29. Лоскутова Ю.В. Реологические свойства высоковязких и парафинистых нефтей в магнитном поле / Ю.В.Лоскутова, Н.В.Юдина// Тез. Докл. 4-й Междунар. конф. По химии нефти и газа, т.1. – Томск, 2000. С. 474 – 478.

30. Лоскутова Ю.В. Аномалии реологических свойств нефтей в магнитном поле / Ю.В.Лоскутова, Н.В.Юдина, И.В.Прозорова //

Автоматизация и информационное обеспечение технологических процессов в нефтяной промышленности: Сб. Ст. Под.ред. А.К.Хорькова. – Томск: Изд-во ТГУ, 2000. – С. 183. 188.

31. Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам, маслам. - М.: Химия, 1990. - 236с.

32. Матвиенко В.Н. К вопросу о механизме действия депрессорных присадок / В.Н. Матвиенко, Е.А. Кирсанов, С.В. Ремизов // Вестник Московского Университета. - 1996. - №1. - С.78.

33. Строганов В.М., Турукалов М.Б., Ясьян Ю.П. Некоторые аспекты удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений с применением углеводородных растворителей // Нефтепереработка и нефтехимия. 2006. №12. С. 25-28.

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

35. Тороп О.В. Оценка термобарических показателей депарафинизации горячей нефтью подземного оборудования скважин // Нефтепромысловое дело. 2006. №8. С. 46-49.

36. Ахсанов Р.Р., Шарифуллин Ф.М., Карамышев Б.Г., Тухбатуллин Р.Г., Харланов Г.П., Куртаков О.М. Влияние легких углеводородов и их композиций на растворимость парафиновых отложений // Нефтепромысловое дело. 1994. №7-8. С. 12-16.

37. Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф., Михайлов А.Г., Латыпов О.А., Рагулина И.Р. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловое дело. 2001. №5. С. 33-36.

38. Шарифуллин А.В. Механизм удаления нефтяных отложений с применением композиционных составов // Технологии нефти и газа. 2007. №4. С. 45-50.

39. Мухаметова Э.М., Мусавирова Г.А. Изучение воздействия

комплексных реагентов, содержащих ПАВ, на асфальтосмолистые и парафинистые отложения // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2007. №8. С. 14-17.

40. Нагимов Н.М., Ишкаев Р.К., Шарифуллин А.В., Козин В.Г. Новый ряд углеводородных композитов для удаления АСПО // Нефтепромысловое дело. 2001. №9. С. 25-29.

41. Лебедев Н.А., Юдина Т.В., Сафаров Р.Р., Варнавская О.А., Хлебников В.Н., Дияров И.Н. Разработка реагента комплексного действия на основе фенолформальдегидных смол // Нефтепромысловое дело. 2002. №4. С. 34-38.

42. Шерстнев, Н.М. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин / Н.М. Шерстнев, Л.М. Гурвич, И.Г. Булина. - М. : Недра, 1988. -124 с.

43. Химические методы борьбы с отложениями парафинов: Нефтепромысловое дело. Обзор зарубежной литературы. - М. : ВНИИОЭНГ, 1991. – 40 с.

44. Иванова Т.В. Исследование действия присадки на свойства нефти // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XIV Всероссийской научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулёва студентов и молодых ученых с международным участием. Том 2. Томск: Изд-во ТПУ, 2013. С. 25 – 27.