

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) 18.03.02. «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии»

Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Подбор эффективного растворителя для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений
УДК 665.637.73:622.276.72

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2K51	Алматкызы Мольдир		

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	Криницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Белоеенко Елена Владимировна	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Юрьев Егор Михайлович	К.Т.Н.		

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.

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) 18.03.02. «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии»
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) Юрьев Е.М.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2К51	Алматкызы Мольдир

Тема работы:

Подбор эффективного растворителя для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 13.02.2019 1131/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.05.2019 г.
--	----------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (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>Объект исследования – образцы асфальтосмолопарафиновых отложений Верхне-Салатского, Усинского месторождений и жидкий битум; Сырьем процесса являются - нефть, мазут.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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>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». <i>Расчеты и аналитика</i> - Постановка задачи исследования

	<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>
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП Криницына З.В.
Социальная ответственность	Доцент ООД ШБИП Белоенко Е.В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.01.2019 г.
---	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Бешагина Е.В.	к.х.н.		14.01.2019 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К51	Алматкызы М.		14.01.2019 г.

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2К51	Алматкызы Мольдир

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Энерго – и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

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 НИ
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	Криницына Зоя Васильевна	К.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К51	Алматкызы Мольдир		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2К51	Алматкызы Мольдир

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Химической кибернетики
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Тема ВКР:

Подбор эффективного растворителя для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: процесс растворения асфальтосмолопарафиновых отложений Область применения: нефтехимия
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) - ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. - ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны". - СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. - СанПиН 2.2.4.3359-16.. Шум. Общие требования безопасности. - ГОСТ 12.2.003- 91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности - ГОСТ 12.1.019-2017 (с изм. №1) Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - токсичность и агрессивность веществ; - суровые метеорологические условия; - недостаточный уровень или отсутствие естественного

	освещения; - превышение уровня шума; - повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов и вероятность поражения электрическим током.
3. Экологическая безопасность:	Выбросы вредных веществ: - в атмосферу выделяются в виде различных газов, которые используются при производстве; - в гидросферу в результате удаления неорганических и органических отходов в канализационную сеть; - в литосферу в виде твердых отходов тяжелой нефти.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Перечень возможных ЧС: - утечка токсичных и вредных веществ; - пожары и взрывы в лабораториях и на производстве;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Белоев Е.В.	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2K51	Алматкызы М.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 95 стр., 11 рисунков, 25 таблиц, 46 библиографических источников.

Ключевые слова: растворители, тяжелые нефти, ингибиторы, асфальтены, парафиновые отложения.

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.

Цель работы: подбор эффективного растворителя для обеспечения максимальной эффективности удаления АСПО.

Задачи работы:

1. Исследование влияния растворителей на удаление асфальтосмолопарафинистых отложений;
2. 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, таких как керосин, газовый конденсат, толуол, бензол, различные спирты, сложные эфиры, растворители комплексного характера и др. Вследствие того, что гуминовые кислоты входят в состав тампонажных буровых растворов и обладают отмывающими способностями была выдвинута гипотеза о существовании растворяющих свойств у данных кислот. Таким образом,

было спрогнозировано предположение об использовании в дальнейшем гуминовых кислот в качестве растворителей для удаления АСПО, но с последующими модификациями в составе, либо количестве.

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	13
1 Обзор литературы	15
1.1 Нефтяные отложения и факторы, влияющие на образование АСПО .	15
1.2 Влияние химического состава нефти на АСПО	19
1.3 Механизм формирования АСПО	22
1.4 Методы борьбы с АСПО	24
2 Объекты и методы исследования	31
2.1 Объекты исследования	31
2.2 Методы исследования	32
2.2.1 Определение количества АСПО методом «холодного» стержня	32
2.2.2 Лабораторная методика по определению эффективности растворяющей и удаляющей способности растворителя АСПО	33
3 Расчеты и аналитика	35
3.1 Постановка задач исследования	35
4 Обработка результатов	40
4.1 Подбор эффективного растворителя для удаления АСПО	40
4.2 Выбор эффективного растворителя для удаления АСПО	44
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	53
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	53
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	53
5.1.2 SWOT-анализ	54
5.2 Планирование научно-исследовательских работ	59
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	59
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	60
5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	61
5.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	66
5.2.4.1 Расчет материальных затрат НТИ	67
5.2.4.2 Расчет затрат на специальное оборудования для научных (экспериментальных) работ	68
5.2.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы	69
5.2.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы	70

5.2.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)....	71
5.2.4.6 Расчет затрат на научные и производственные командировки.....	71
5.2.4.7 Накладные расходы	71
5.2.4.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	72
5.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	73
6 Социальная ответственность.....	77
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности...	78
6.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.	78
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	79
6.2 Профессиональная социальная безопасность.	79
6.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.	79
6.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.	81
6.2.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов	84
6.3 Экологическая безопасность	85
6.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	85
6.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.	85
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	85
6.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.....	86
6.4.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.	86
6.4.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	87
Заключение.....	89
Список использованной литературы	91

Введение

Нефть и газ – уникальные ископаемые, которые хорошо известны благодаря их использованию практически во всех отраслях химической промышленности. Они используются в качестве топлива для всех видов транспорта, сельском хозяйстве, медицине, энергетике и т.д. Из газа получают различные химические материалы, такие как пластмасса, синтетические волокна, лаки, разные моющие средства и многое другое.

В настоящее время в нефтяной промышленности России наблюдается увеличение темпа добычи тяжелых нефтей. Наряду с этим увеличивается количество нефтяных северных месторождений, которые характеризуются высокими значениями вязкости и температурами застывания.

В России тяжелые нефти относятся к альтернативным источникам сырья, так как они отличаются не только составом, но и своей высокой вязкостью и плотностью. В составе ТН содержатся не только углеводороды, но и различные кислоты, эфиры, цветные металлы и т.д.

При транспортировке, хранении и эксплуатации данных нефтей возникает ряд трудностей. В процессе длительного использования нефтедобывающих скважин с ростом температуры и давления, и разгазированием нефти происходит снижение растворимости углеводородных соединений и смолисто-асфальтеновых веществ (САВ). При этом скорость образования АСПО с увеличением обводненности не уменьшается, а на некоторых месторождениях наоборот увеличивается.

При добыче высокопарафинистых нефтей возникает серьезная проблема, которая вызывает различные осложнения в работе скважин нефтедобывающего оборудования и трубопроводных соединений. Этой проблемой является образование и накопление отложений, которые приводят к снижению производительности всей нефтедобывающей системы и эффективности работы различных установок [1]. Процесс добычи таких нефтей сопровождается образованием эмульсии вместе с

пластовой водой на выходе их скважины. Данный процесс увеличивает возможность образования и накопления отложений.

На сегодняшний день существует очень большое количество разнообразных методов по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

На выбор метода борьбы с АСПО может влиять множество факторов, но основным является способ добычи данной нефти и ее химический состав и структура. Одним из наиболее универсальных методов является механическая очистка с использованием различного рода скребков, также термический метод и т.д. Все эти методы могут использоваться в комбинации в зависимости от условий проведения процесса. Но все они малоэффективны и нерентабельны.

Как упоминалось выше, несмотря на большое разнообразие методов борьбы с АСПО эффективным способом является использование химического метода, основанного на применении ингибирующих присадок и различных растворителей. Эти методы хороши тем, что, применяя их, не обязательно знать состав и свойства нефти, из которой образовались эти отложения, также эти методы применяются без учета состава низко- и высокомолекулярных углеводородов и смолисто-асфальтеновых веществ. В данной работе в качестве ингибирующих средств были выбраны растворители углеводородного содержания [2-5].

Однако, в России ввиду отсутствия широкомасштабного производства данных присадок и растворителей, а также высокие цены на импортные продукты ограничивают возможности их применения.

Таким образом, актуальной проблемой является выбор наиболее эффективного метода борьбы с отложениями, также разработка новых растворителей, либо присадок для увеличения удаления АСПО.

1 Обзор литературы

1.1 Нефтяные отложения и факторы, влияющие на образование АСПО

На данный момент времени как указывалось выше, в связи с увеличением доли высоковязких нефтей в общем объеме нефтедобычи, актуальной проблемой остается хранение и транспортировка таких нефтей. Эта проблема возникает ввиду их высоких температур застывания, высокой вязкости и образования большого количества АСПО, которые накапливаются не только на поверхностях промыслового оборудования, но и в призабойной зоне пласта (ПСП) [6-8].

На сегодняшний день в нефтедобывающей отрасли России увеличивается доля добычи тяжелых нефтей, которые характеризуются высокой вязкостью и большими температурами застывания. Вдобавок к этому, добыча этих нефтей усложняется тем, что в их составе не только углеводородные и гетероатомные соединения, но и различные механические примеси, вода, соли и отложения. Эти соединения сильно усложняют процесс добычи, так как забивают буровые и скважинные установки, увеличивают коррозию оборудования и выводят их из строя.

Нефть – сложная многокомпонентная смесь углеводородов, основными составляющими которой являются высокомолекулярные соединения – парафиновые углеводороды, смолы и асфальтены. Смолы и асфальтены обычно выделяют в одну общую группу смолисто-асфальтеновых веществ (САВ). Углеводороды в нефтях представляются в виде следующих гомологических рядов: алканы (парафиновые), циклоалканы (нафтеновые), арены (ароматические) [9].

Также в нефти присутствуют различные производные соединения в виде кислород-, азот-, серосодержащих веществ, также металлоорганические соли и т.д.

Общая доля парафиновых углеводородов может варьироваться в пределах от 10 до 65-70 %. Они могут быть представлены в нормальном

строении, также изомерами разветвленного строения. Особое место занимает присутствие в нефтях именно алканов с высокой температурой плавления, то есть с высокой молекулярной массой. Начиная с C_{16} и выше, при нормальных условиях алканы являются твердыми веществами, которые при изменении температуры могут находиться в растворенном или кристаллическом состоянии.

Доля циклоалканов от общего количества нефти составляет 25 - 80 %. Фракции, которые выкипают при высоких температурах, иначе говоря, высококипящие имеют в своем составе многокольчатые нафтеновые углеводороды. Циклоалканы, которые имеют две или три замещенные группы более термодинамически устойчивы, чем те, которые имеют длинные боковые замещенные группы.

Ароматические углеводороды содержатся в количестве от 10 до 25 %, иногда до 35 %. Эти соединения в нефтях представлены в виде гомологов бензола, производных би- и полициклических соединений. Температуры плавления и кристаллизации этих составляющих очень сильно зависят не только от молекулярной массы, но и от формы данных молекул. Чем меньше форма молекул аренов, тем больше их температура кристаллизации. Первые члены гомологического ряда аренов обладают более высокими температурами плавления, то есть являются более высокоплавкими в сравнении с другими членами ряда.

Гетероатомные соединения, которые имеют в своем составе такие элементы как кислород, азот и серу, содержатся как раз таки в высокомолекулярных, высококипящих фракциях, из которых и образуются отложения.

Кислородсодержащие соединения в нефтях содержатся в 10 % масс. и являются в основном нефтяными кислотами, фенолами, кетонами и эфирами [10,11].

Азотсодержащие соединения представлены в виде производных пиррола, пиридина, хинолина и т.д. Все эти соединения являются

кольцевыми.

Серосодержащие соединения представлены в виде различных производных. Меркаптаны, сульфиды, производные тиофена и т.д. Структура и количество их разнообразны. Также как и все гетероатомные соединения, серосодержащие составляющие в основном содержатся во фракциях, которые имеют высокие температуры кипения.

Также в нефтях могут быть содержаны смешанные серо-, азот-, кислородсодержащие соединения. Например, серо- и кислородсодержащие соединения – сульфоксиды, сульфоновые кислоты и т.д. [12].

В нефти также могут быть содержаны такие вещества, как гетероатомные соединения гибридного строения, которые включают в свой состав не только кислород, азот и серу, но и металлы. Эти соединения объединены в одну большую группу – смолисто асфальтеновых веществ, как указывалось выше. Эти вещества, как раз таки являются одними из составляющих асфальтосмолопарафиновых отложений.

На данный момент существующие методы не позволяют добиться должного выделения или удаления таких сложных соединений. Такое свойство САВ, как растворимость в различных растворителях дает возможность их удаления из нефти. Содержание их варьируется примерно от десятых долей до 50-60 % мас.

На сегодняшний день в нефтях содержится более 60 разных элементов. Большое содержание имеет ванадий и никель, железо и алюминий и другие элементы. Ванадий и никель содержатся в основном в смолисто-асфальтеновой части нефти, то есть во фракциях, которые выкипают при температуре от 350 ° С.

Наибольшую значимость в изучении данных отложений имеет исследование состава и свойств, а также структуры именно парафиновых углеводородов, также смолистоасфальтеновой части.

АСПО представляет собой массу темно-коричневого цвета твердой консистенции. Это натуральный материал, состоящий из органических и

минеральных соединений. Эти отложения хоть и являются частью нефти, но имеют некоторые различия в своем составе от нефти, из которой они образовались. Эти различия как раз таки связаны с их структурно-механическими и химическими свойствами.

Основными факторами образования и накопления АСПО являются газовыделение, изменение температуры, снижение давления на забое скважины. Также на интенсивность образования парафиновых отложений в скважинах влияет ряд факторов:

- физико-химические характеристики пластовой жидкости;
- групповой химический состав пластовой жидкости;
- термобарические условия;
- содержание смолисто асфальтеновых веществ и парафинов;
- гидродинамические характеристики потока пластовых жидкостей;
- шероховатость стенок труб и т.д.

Выделение газа способно усилить процесс кристаллизации парафина, но при обязательном условии снижения температуры нефти ниже температуры кристаллизации парафина [13].

Когда забойное давление меньше давления насыщения нефти газом, нарушается равновесие системы и начинается выделение парафинов из жидкой части фазы.

Как отмечалось ранее, нефть является сложной системой, в которой сосредоточены компоненты, которые имеют различные температуры кипения и застывания. Эти компоненты в зависимости от внешних условий могут быть в разных агрегатных состояниях, которые изменяются в зависимости от окружающей среды. Место образования АСПО может быть на разных глубинах и зависит от режима работы различных установок. Снижение давления и температуры, также разгазирование нефти способствует образованию асфальтосмолопарафиновых отложений. С понижением температуры уменьшается растворяющая способность нефти по

отношению к парафину [14].

Скважинные насосы являются самыми главными местами образования и скопления АСПО, не только насосы, но и подъемные колонны, которые находятся в скважинах, разгрузочные линии и другие места являются местами интенсивного образования этих отложений [15].

АСПО зачастую накапливается на внутренней поверхности различных труб, скважин. В поточных линиях их образование увеличивается зимой, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры потока газа и нефти [16].

Трудности, которые возникают при удалении АСПО, связаны с их структурно-механическими и химическими свойствами, как отмечалось ранее. Эти трудности увеличиваются в зависимости от состава и свойств данных отложений. Также для использования различных методов для удаления этих отложений следует знать состав и свойства нефтей, из которых они образованы. Таким образом, знание взаимосвязи данных отложений с химическим составом нефти является одним из наиболее важных условий для выбора метода удаления АСПО.

На данный момент нет никакого общего мнения об образовании парафиновых отложений, так как АСПО могут образовываться как в низко-, так и высоко обводненной нефти.

При преобладании одного или нескольких выше перечисленных факторов, которые влияют на образование асфальтосмолопарафиновых отложений, и могут изменяться с течением времени, увеличивается интенсивность образования данных отложений.

1.2 Влияние химического состава нефти на АСПО

АСПО, которые образуются в нефтях, хоть и являются ее частью, но по составу они могут сильно отличаться от данной нефти, из которой они образовались. Эти отличия как раз таки связаны с химическими и химико-коллоидными свойствами АСПО, которые в свою очередь обуславливают некоторые трудности в операциях по удалению данных отложений.

Существует связь между химическим составом и структурой АСПО и химическим составом различных удалителей/растворителей. Эта связь не всегда однозначна. Она зависит от характеристик нефти, которая добывается на различных месторождениях. Так, например, те вещества, которые используются в качестве реагентов – удалителей для одних образцов нефти могут быть совсем не эффективны для других месторождений.

Результаты многолетних исследований дают нам информацию о том, что даже если нефти, которые были добыты в одних и тех же месторождениях и имеют близкие физико-химические свойства, могут выделять разные асфальтосмолопарафиновые отложения. Таким образом, можно сделать вывод о том, что нет четкой взаимосвязи между химическим составом нефти и АСПО.

Как уже упоминалось выше, при том, что состав и структура АСПО может быть различными, они подчиняются одной общей закономерности: количество смолисто-асфальтеновых веществ и парафиновых углеводородов обратно пропорционально друг - другу. Таким образом, чем больше в АСПО смолисто-асфальтеновых веществ, тем меньше будет парафинов. Такая особенность обуславливается взаимным влиянием парафинов, смол и асфальтенов.

АСПО начинают образовываться с понижением температуры окружающей среды, то есть нефти. В механизме формирования центров выпадения парафинов главную роль играет температура добываемой нефти. Парафины начинают растворяться в нефти с повышением температуры окружающей среды, то есть парафинизация нефти зависит от теплоотдачи через стенки труб лифта скважины. В связи с тем, что теплоизоляция стенок труб лифта практически не осуществляется понижение температуры нефти неизбежно.

По результатам многочисленных экспериментов было выявлено, что парафины до начала своей кристаллизации в нефти, могут изменять свою

структуру. Объединяясь, они образуют одну среду – решетку, либо широкую ленту. При этом адгезионные свойства у парафиновых углеводородов значительно увеличиваются.

При процессе образования отложений и большом количестве асфальтенов эта часть может являться зародышевым центром и нести депрессорный характер. Парафиновые углеводороды и асфальтены объединяются в одну часть, и происходит образование ленты, таким образом, происходит перераспределение парафиновых углеводородов между этими зародышевыми центрами и процесс выпадения кристаллов значительно уменьшается.

Количество смолистых веществ увеличивает объединение парафинов, тем самым увеличивая возможность образования ленточных структур, и способствует их прилипанию к различным поверхностям.

Смолистые соединения находятся в прямой зависимости, асфальтеновые в обратной зависимости от температуры насыщения нефти парафинами. Так как асфальтены в нефти менее стабильны из-за недостатка смолистых веществ, температура насыщения нефти будет снижаться, и парафиновые углеводороды не будут выпадать в виде кристаллов. В общем, процесс парафинообразования находится в прямой зависимости от количества САВ в АСПО. При снижении температур застывания нефти будет повышаться данная зависимость.

В АСПО обычно переходят те вещества, которые не растворяются в нефти, также имеют значительно более высокую плотность, и у которых есть поверхностно-активные свойства на границах раздела фаз нефть-вода, нефть-металл. Зная тот факт, что природных поверхностно-активных веществ (ПАВ) в АСПО намного больше, чем в самой нефти, можно сделать предположение, что ПАВ играют важную роль в формировании АСПО. Это предположение относится в первую очередь к смолистым и асфальтеновым соединениям. Эти вещества обладают стабилизирующими свойствами для эмульсии типа вода в масле, при образовании которых

определяются вязкостно-реологические свойства АСПО и их коллоидные свойства при взаимодействии с различными моющими средствами [17].

1.3 Механизм формирования АСПО

Под механизмом формирования АСПО принято понимать комплекс процессов, обуславливающих накопление твердой фазы на поверхности промышленного оборудования при добыче и транспорте нефти [13].

Механизм образования парафиновых отложений может включать в себя не только образование, но и накопление на поверхностях твердых органических частиц в потоке и сцепление уже образовавшихся частиц с новыми образовавшимися частицами.

Многими исследователями высказывались предположения об «осадочном» происхождения парафиновых отложений на стенках промышленного оборудования [18,19].

Процесс парафинообразования обусловлен двумя механизмами:

- выпадение парафина из нефти
- накопление и осаждение данного парафина на поверхности стенок труб и других специальных оборудований нефтедобывающих установок

Механизм образования АСПО носит адсорбционно-адгезионный характер. Первый процесс, который проходит при образовании АСПО – это адсорбция. При этом под адсорбцией подразумевают поверхностный процесс, который протекает на границе фаз жидкость - твердое тело. При адсорбции на поверхности стенок труб происходит образование слоя атомов и молекул, которые очень сильно удерживаются на этих самых поверхностях.

Второй процесс это – адгезия. Под адгезией понимают прилипание уже образовавшихся и накопившихся частиц на поверхности.

При контакте нефти с твердой поверхностью адсорбционно - активными являются молекулы парафина, смол, асфальтенов и нафтеновых кислот, которые преимущественно и будут адсорбироваться на этой поверхности [13, 20-22].

Общеизвестно, что данные образующиеся отложения начинают образовываться, когда нефть вступает в контакт с поверхностью установок, которые должны иметь ту же температуру, что температура плавления парафинов

Вследствие градиента температур между нефтью и поверхностью труб, меняется и растворяющая способность нефти к парафинам, и начинается их прилипание к стенкам труб. Также считается, что накопление и рост данных отложений идет из-за возникновения центров кристаллизации парафинов при механическом сцеплении данных кристаллов именно в тех местах трубопроводов, которые имеют некоторые неровности на поверхности, с трещинами.

Вероятность того, что парафиновая частица может закрепиться на поверхностях оборудования в условиях работающей скважины или работающих других установок практически невозможна, так как эта самая частица должна изначально закрепиться на этих поверхностях чисто механически.

При отложении данных осадков формируются следующие условия:

- присутствие высокомолекулярных соединений в нефти;
- уменьшение температуры потока нефти до того значения, при которых происходит выпадение кристаллов твердой фазы.

При значительном количестве разветвленных углеводородных структур в нефти – ароматических, нафтеновых УВ и др. уменьшается прочность образовавшихся отложений. Причиной является то, что эти углеводородные соединения обладают высокой способностью удерживать кристаллическими соединениями жидкую фазу. Углеводороды метанового ряда – особенно парафины, наоборот, очень легко могут образовывать твердые плотные структуры. Вследствие этого, можно сделать вывод о том, что углеводороды, которые имеют более разветвленную структуру, сравнительно легко могут быть удалены из нефти. И, наоборот, высокомолекулярные парафины, которые образуют более твердые и плотные осадки могут создать более

серьезные проблемы с их удалением из нефти, которые в дальнейшем будут требовать много средств и труда для их удаления.

1.4 Методы борьбы с АСПО

На сегодняшний день существует много различных методов, применяемых в нефтехимической и нефтедобывающей промышленности, которые помогают бороться с асфальтосмолопарафиновыми отложениями. Нефть добывается на различных месторождениях, условия добычи и разработки являются разными, поэтому характеристика добываемой продукции требует индивидуального подхода к удалению данных отложений, также требует интенсификации уже существующих методов, либо разработки новых.

На данный момент существует недостаточное количество теоретических обоснований, либо проверенных схем механизма образования и накопления АСПО. Ввиду того, что образующие отложения имеет разный химический состав и структуру, проводимые мероприятия по их удалению могут нести индивидуальный характер.

Применяемые те или иные методы зависят от большого количества факторов, например, от состава и свойств добываемой нефти, скорости образования и накопления АСПО, различными способами эксплуатации нефтедобывающего оборудования и т.д. Из-за этого ни один метод, применяемый на практике нельзя считать универсальным.

На практике методы по предотвращению либо по удалению парафиновых отложений делятся на 2 типа (рис. 1):

- профилактические – временное удаление накопившихся отложений;
- превентивные – предотвращение образования и накопления отложений;

Первый тип служит для временного или периодического удаления уже образовавшихся, накопившихся отложений. Данные методы улучшают процессы эксплуатации оборудования, но не предотвращают образования на них новых отложений. Второй тип предотвращает образование

отложений и таким образом снижает их накопление.

Большое количество методов профилактической очистки нефтяного оборудования от органических отложений используются на практике [23, 20, 24-27]. Как уже говорилось выше, существует множество вариантов удаления АСПО. Существуют также комбинированные методы, то есть смешанные, они могут быть более эффективными, чем каждый метод по отдельности, но существует ряд факторов, которые могут повлиять на интенсивность работы этих методов. Данные методы можно также классифицировать по способу применения: механические (с использованием механических приспособлений таких как скребки, шары и т.д.); термические (тепловые, которые осуществляются за счет промывки оборудования горячим теплоносителем); футеровка оборудования покрытием с низким коэффициентом сцепления; физические (применение электромагнитных колебаний и т.д.); химические (применение различных химических веществ растворителей, удалителей) и т.д. Практически все, вышеперечисленные, методы являются относительно дорогостоящими, металлоемкими, поэтому на практике применяют оптимальные варианты их использования, то есть их комбинирование. Так в последнее время очень сильно развито использование физико-химических методов удаления. Основой этого метода является применение различного рода специальных реагентов, растворяющих, ингибирующих АСПО (растворители, депрессаторы, присадки и т.д.). В основном все данные вещества обладают поверхностно-активными свойствами, то есть являются ПАВ-ами.

Наиболее перспективным и эффективным методом при борьбе с процессом парафинизации является химический метод, так как он имеет высокую эффективность, эффект действия реагентов имеет пролонгированный характер [14].

Химические реагенты подразделяются на смачивающие, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы [24]:

1. Первая группа реагентов образуют на поверхности металлов гидрофильную пленку, которая препятствует прилипанию кристаллов парафина к поверхности оборудования, что дает отличные условия выноса их потоком жидкости. К смачивающим реагентам относят: кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов и т.д.

2. Есть вещества, которые, взаимодействуя с молекулами парафина, препятствуют их укрупнению и накоплению, такие вещества называются модификаторами. Модификаторы обладают свойствами поддержания во взвешенном состоянии кристаллов парафина. К таким веществам относятся: алифатические сополимеры, сополимеры этилена и т.д.

3. Депрессаторы - вещества, которые в процессе адсорбции молекул парафинов, затрудняют их накопление. К ним относятся: парафлор, сантопур и т.д.

4. Растворы активного вещества – депрессорные присадки в органическом растворителе, назначение которого заключается в том, что они обеспечивают быструю растворимость депрессора в нефти [28].

Все вещества, которые обладают ингибирующими свойствами, обладают общими 3 признаками:

- все неполимерные присадки обладают большой молекулярной массой. Эти молекулярные массы обуславливают их низкотемпературные и поверхностно-активные свойства;
- макромолекула присадки это сочетание полиметиленовой цепи с полярными группами;
- все неполимерные присадки полидисперсны по молекулярной массе и составу. Иначе говоря, все присадки, которые используются в качестве ингибиторов парафиноотложения, являются не индивидуальными веществами, а целой смесью молекул разного состава и массы.

На данный момент, несмотря на огромное количество публикации по физико-химическим методам удаления АСПО, каких-либо прогнозирующих рекомендации или составов нет. Это все зависит от месторождения,

различным составом нефти, из которого и образуется АСПО, также отсутствием теоретических разработок по взаимодействию нефти и каких-либо реагентов.

Также на сегодняшний день, так как нет определенной методики по использованию, либо по составу различных растворителей, все предложенные составы и реагенты используют лишь с учетом наличия сырья в нефтедобывающем регионе, опытным путем. При анализе действия различных растворителей АСПО можно разделить на следующие группы:

- индивидуальные органические растворители [29,30];
- растворители различных классов органических соединений природного характера [31,32];
- смесь одного или различных классов органических соединений производств нефтехимии [33];
- органические смеси с добавками ПАВ [34-37]

В данной работе в качестве удалителей АСПО были использованы растворители различного характера. То есть, учитывая тот факт, что действие присадок всем уже давно известно, мы хотели показать именно процесс растворения данных отложений органическими растворителями.

К растворителям, которые применяются для удаления АСПО, предъявляют ряд требований: во-первых, они должны быть высокоэффективными, во-вторых, технологичными и экологичными, и, в-третьих, технически целесообразными.

Растворение АСПО является достаточно трудным, сложным и долгим процессом, так как данные отложения увеличивают вязкость нефти, нефть становится трудноизвлекаемой, образуются застои в работе скважин, дальнейшая их коррозия, либо поломка. Этот процесс зависит от множества факторов, таких как, температура, время контакта АСПО с растворителем, состав и свойства растворителя, и состав АСПО. Рассмотрим действие ряда факторов на эффективность процесса:

1. Температура. Зависимость действие растворителя – температура – не

однозначна, так как при увеличении температуры увеличивается процесс растворения, но и увеличивается летучесть растворителя, тем самым увеличивая взрыво- и пожароопасность. Оптимальной температурой нагрева растворителя является 30-40 ° C [38,39].

2. Влияние состава АСПО и растворителя. Все данные, которые имеются на сегодняшний день о физико-химических свойствах растворителей и их эффективности, были рассмотрены только по отношению к н-парафинам, которые выделяются из нефти. В целом растворимость н-парафинов подчиняется следующего ряда закономерностям:

- при увеличении температуры плавления твердых парафинов уменьшается их растворимость;
- чем меньше молекулярная масса растворителя, тем больше растворимость, однако эта закономерность не является общей для всех н-парафинов;
- при уменьшении температуры уменьшается их растворимость;
- растворимость в н-алканах намного выше, чем в ароматических углеводородах;

Смолы и асфальтены в свою очередь тоже имеют свои общие тенденции:

- хорошо растворяются смолы, которые обладают маленькой молекулярной массой;
- с приближением по своим свойствам к асфальтенам смолы больше растворяются в ароматических углеводородах, нежели в н-алканах.

Состав и структура АСПО несколько отличается от его составляющих, это может объяснить тем, что АСПО были подвержены каким-либо тепловым или химическим обработкам.

По итогам многочисленных исследований, можно сделать вывод о том, что нет никаких четких закономерностей между составом АСПО и эффективностью растворителей. Так как все отложения являются сложными

соединениями со своими внутримолекулярными связями, которые имеют различный характер в зависимости от месторождения, и состава самой нефти. Были установлены лишь некоторые закономерности, по которым можно сказать, что с увеличением в составе АСПО парафинов и асфальтенов действие реагентов, которые выступают в качестве растворителей, немного уменьшаются. Также на действе растворителей может достаточно серьезно оказывать влияние пластовая вода.

Таким образом, при изучении процесса удаления АСПО с применением углеводородных растворителей нужно учитывать ряд и экстенсивных (состав, структура и свойства АСПО, растворителя), и интенсивных (температура, время контакта) факторов.



Рисунок 1 –Классификация методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

2 Объекты и методы исследования

2.1 Объекты исследования

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

Первый образец осадка характеризуется большим содержанием парафиновых углеводородов и температурой застывания (табл.1). Также характерно низкое содержание САВ.

Таблица 1 – Характеристика нефти Верхне-Салатского месторождения

Месторождение нефти	Плотность, кг/м ³	Вязкость, мм ² /с	Т _{пл} ПУВ, °С	Т _{заст} , °С	Содержание в нефти, мас. %		
					АУВ	Смолы	ПУВ
Верхне - Салатское месторождение	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 ³	Вязкость, мм ² /с	Т _{пл} ПУВ, °С	Т _{заст} , °С	Содержание в нефти, мас. %			
					АУВ	Смолы		ПУВ
						Бензольные	Спирто-бензольные	

Усинское месторожде ние	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 ²)	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

Методом «холодного» стержня можно провести количественную оценку образования осадков. Установка, на которой проводят эксперимент, (рис. 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.



Рисунок 2 – Схема установки по определению количества нефтяного осадка в нефти методом – холодного стержня: 1 – теплоноситель (H_2O); 2 – нефть; 3 – стакан металлический; 4 – стержень металлический; 5 – трубка металлическая; 6 – пробка корковая; 7 – хладагент (охлаждающая жидкость)

2.2.2 Лабораторная методика по определению эффективности растворяющей и удаляющей способности растворителя АСПО

В данной методике изложены основные требования, предъявляемые к лабораторным испытаниям по определению эффективности растворителей для АСПО нефти, откладывающихся на нефтепромысловом оборудовании.

Данная методика состоит из 2 частей, которые подходят для различных случаев эксплуатации растворителей:

- первая методика А - предназначена для определения растворяющей и разрушающей способностей растворителя отложений, не подвергшихся термообработке;
- вторая методика Б - предназначена для определения способности растворителя удерживать во взвешенном состоянии высокомолекулярные соединения, входящие в состав АСПО.

Каждая часть методики подходит для различных случаев, так например, первая методика подходит для очистки трубопровода, вторая методика для удаления АСПО в скважине. Для более лучшей имитации работы растворителей в скважинах в данной работе была использована

методика Б, с некоторыми изменениями.

В ходе данной работы отбирали готовые отложения в специальные 3 сита, набирали примерно одинаковые по массе, взвешивали на аналитических весах. Сита с отложениями опускали в стакан с испытуемыми растворителями, объемом 50 мл, и оставляли на некоторое время. По истечении каждых 15 минут осматривали результаты визуально, взвешивали их, заносили данные в таблицу. Отложения вновь опускали в стакан, оставляли еще на 15 мин., затем опять вынимали сито с отложениями, взвешивали и результаты вносили в таблицу. Эксперимент продолжали до полного растворения (диспергирования) отложений. Насыщаемость растворителя высокомолекулярными соединениями (C_n) определили по формуле:

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

где m – масса навески, г;

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

1000 – переводной коэффициент в кг/м^3 .

Для каждого образца проводили не менее двух параллельных определений.

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.

Как уже отмечалось ранее, существует большое количество методов по борьбе с АСПО. Самым действенным влиянием на повышение вязкостно-температурных свойств нефти является применение химических методов, то есть применение присадок и растворителей и т.д.

В качестве растворителей можно использовать, как и индивидуальные вещества, так и многокомпонентные соединения, которые обладают большой растворяющей способностью. Выбор растворителя АСПО на каждом месторождении может быть различен, он будет зависеть от состава и структуры нефти, способа эксплуатации нефти, прочности отложений и т.д. Одним из важных факторов при выборе растворителя АСПО является родство соединений, то есть, если растворитель будет иметь такой же характер, что и нефть, то процесс растворения будет идти лучше.

При выполнении экспериментальных работ в лабораторных условиях для лучшего контакта растворителя с нефтяными отложениями нужно чтобы процесс происходил в динамическом режиме для имитации работы скважин. Время контакта растворителя с отложениями зависит от его эффективности, и колеблется от нескольких до 24 (и более) часов.

Наибольшее распространение в нефтедобыче получили удалители АСПО природного характера, такие как газовый конденсат, легкая нефть, газовый бензин и т.д. Основной положительной стороной таких растворителей является родство с соединениями, которые входят в состав нефти, также в хорошей доступности сырьевого обеспечения. Такие вещества, как правило, добываются на самих месторождения, и имеют относительно низкую цену, нежели стандартные растворители.

Анализ химических составов таких растворителей показывает, что они

обычно представляются в виде легких парафиновых углеводородных соединений C_3 - C_7 . Если сравнивать их по эффективности, она относительно невысока, так как смолистоасфальтеновая часть плохо растворяется в органических соединениях. Поэтому при удалении парафинов из ПЗП возможно отложение смоло - асфальтеновой части в порах пласта, что оказывает плохое влияние на его фильтрационные характеристики. Однако, несмотря на эти недостатки, такие растворители имеют очень большой спрос в нефтехимии ввиду своей дешевизны и доступности.

На сегодняшний день вторично переработанные ресурсы нефтехимии представляют большой интерес в поиске дешевого сырья для получения новых реагентов - растворителей. Такие растворители как керосин 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 углеводородов в качестве удалителей АСПО оказывается нерациональным, так как они показывают невысокую эффективность на АСПО различного группового состава [34].

С увеличением в составе растворителя ароматических углеводородов происходит значительный рост растворимости отложений. Наличие в составе растворителя ароматических углеводородов позволяет растворять именно смолисто - асфальтеновую 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 активными способностями. Благодаря этим свойствам они в основном широко используются в сельском хозяйстве. Наряду с этим гуминовые кислоты обладают хорошими поверхностно-активными свойствами. Их добавляют для улучшения растворимости гидрофобных органических соединений, то есть нефтепродуктов. В последнее время эти кислоты также нашли и применение в нефтехимической промышленности, так как их используют для рекультивации почв в результате аварии на буровых скважинах или при транспортировке нефти. В основном для этих целей используют различные ПАВ-ы, но в отличие от них гуминовые кислоты безопасны по отношению к организму человека и для окружающей среды. Так как гуминовые кислоты обладают гетерогенной структурой, предугадать их использование в различных сферах невозможно. Но как раз таки, гетерогенность структуры данных кислот и дает такой относительно широкий спектр свойств. Пока применение этих кислот в других сферах неизвестно, но для того, чтобы увеличить масштаб и спрос использования кислот нужно в дальнейшем исследовать направление изменения их свойств.

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 и обладают хорошей отмывающей способностью, можно сделать вывод о существовании и растворяющих способностей у этих кислот.

Тампонажные буровые растворы – это комбинации различных составов, которые используются для тампонирувания буровых установок. Они применяются при креплении обсадных колонн к стенкам скважин, также при их ремонте, в качестве промывочных растворов и промывочных жидкостей.

Гуминовые кислоты и различные гуматные реагенты используются для регулирования технологических характеристик глинистых растворов, которые в свою очередь используются при бурении скважин. Существование в составе молекул гуминовых кислот ионогенных (карбоксильных) групп и структурных единиц, которые склонны к координационным связям, является характерным признаком использования этих кислот как понизителей вязкости и предельного сдвига различных промывочных жидкостей.

Таким образом, при выполнении данного исследования были сделаны выводы о существовании различных растворяющих свойств у данных 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

Асфальтосмолопарафиновые вещества это - сложная смесь твердых углеводородов, воды и механических примесей.

Прочность данных отложений зависит от состава и свойств нефти, подобранного реагента для их удаления, геолого–физических и технологических условий разработки месторождений. Как упоминалось выше, химические методы удаления отложений являются наиболее широко используемыми, так как являются более эффективными и технологичными, дешевыми и доступными.

Растворители, которые хорошо себя зарекомендовали в лабораторных условиях, показывают низкую эффективность на промыслах. Это объясняется различной структурой АСПО и нефтей, также трудностями поддержания условий отмыва при проведении различных нефтедобывающих работ на скважинах.

Для того чтобы определить эффективность работы растворителей не только в лабораторных условиях, но и на практике, следует проводить эксперименты с каждым образцом отложений индивидуально, и проводить его не в статическом режиме, а в динамическом, имитируя работу скважин. Так, например, можно при проведении экспериментов несколько раз поднимать - опускать образцы с отложениями для их лучшего контакта с реагентом.

Широко применяется методика в лабораторных условиях, которая основана на определении эффективности растворителя путем формирования различных форм из образцов АСПО, и дальнейшего изменения массы, взятого на исследование. Существуют множество вариации данного метода. Так, например, та методика, по которой проводились данные эксперименты, являются наглядным примером применения «метода корзинок». Метод заключается в том, что из образцов АСПО формируют различные формы и кладут их в сита, либо сетку,

опускают в растворитель одного объема. Эксперимент проводят 2 либо более часов, при этом каждые 15 минут периодически поднимают и опускают сетку для лучшего контакта. После вынимают сетку и взвешивают его. Определяют эффективность растворителя по различным формулам. Так можно подобрать эффективный растворитель.

Как показывают различные исследования, полностью удалить АСПО при помощи различных растворителей не удастся, так как помимо растворения АСПО будет идти процесс диспергирования конгломератов АСПО на более мелкие фрагменты, кроме того, может пойти обратный процесс – агрегатирование либо слияние уже диспергировавшихся частиц на уже очищенную поверхность. На данный момент нет единого механизма по подбору и оценке действия растворителей при удалении нефтяных отложений. Наиболее близкой теорией можно считать теорию моющего действия Ребиндера. Используя данную модель можно представить АСПО в виде агломератов, которые сцеплены смолистыми веществами. При этом при процессе растворения смолистой части это приведет к оголению данных агломератов.

При опережении процесса растворения агломератов от процесса растворения смолистой части, то в растворе будет накапливаться большое количество крупных частиц. Это в свою очередь очень сильно затруднит доступ растворителя к АСПО, также ухудшит технологию обработки. Ввиду этого, самым лучшим растворителем будет считаться тот, при действии которого эти два процесса будут идти с одинаковой скоростью.

При том, что все основные процессы идут на граничащих поверхностях, большое влияние оказывают молекулярно-поверхностные явления, которые идут на границы раздела фаз АСПО – растворитель. Поэтому эффективный растворитель помимо диспергирующей способности должен обладать хорошей смачивающей способностью.

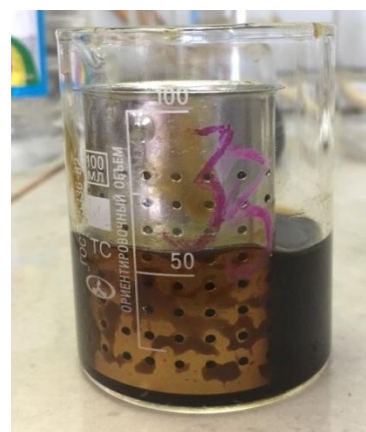
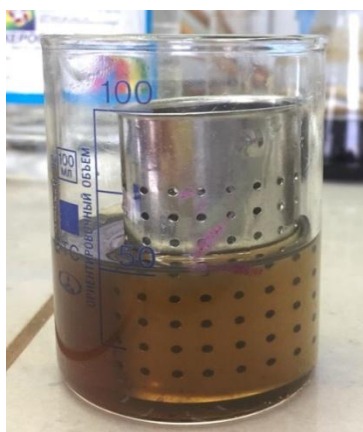
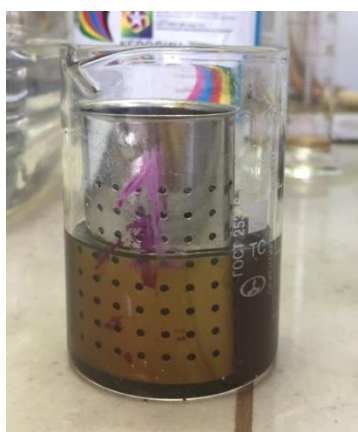
Наибольшее распространение на промыслах получили такие растворители как газовый конденсат, газовый бензин, легкая нефть.

Комплексными действиями обладают такие растворители различных органических классов, как керосиновый дистиллят, спирты и кетоны в смеси с керосином и т.д.

На сегодняшний день, учитывая все факторы использования стандартных растворителей, актуальна проблема разработки и исследования новых веществ, которые будут использоваться в качестве растворителей АСПО. Также актуальной проблемой является поиск более дешевых и экологических реагентов, по сравнению с уже существующими растворителями.

В данной работе были использованы 2 класса различных растворителей: природные (газовый конденсат и гуминовая кислота) и органические (керосин).

Использование данных растворителей приводит не только к изменению различных характеристик нефти, но и изменению ее структуры. Таким образом, можно визуально посмотреть на то, как может повлиять контакт растворителя с нефтью на изменение структуры.



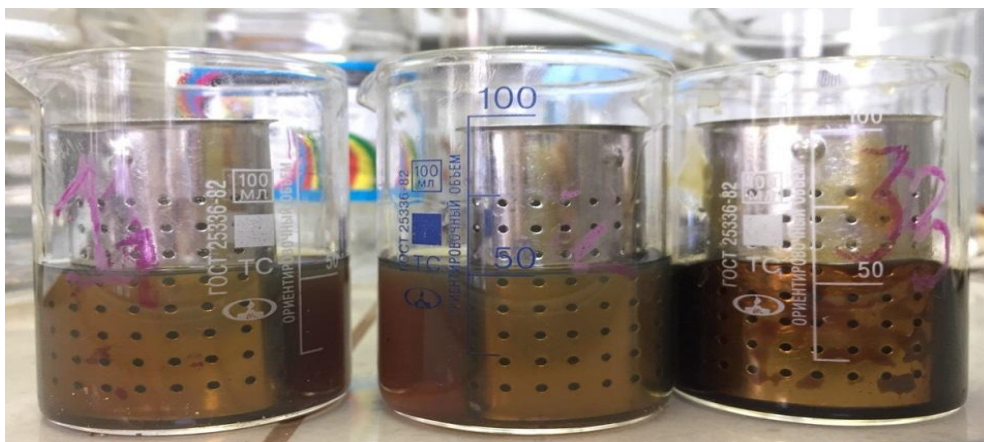


Рисунок 3 – АСПО (Верхне-Салатское месторождение) с растворителями после первых 15 минут: 1 – керосин; 2 – газовый конденсат; 3 – гуминовая кислота.

Из данных рисунков видно, что при контакте с различными растворителями раствор с одним и тем же осадком изменяет свой цвет по-разному. Это зависит от эффективности процесса растворения и времени контакта с растворителем.

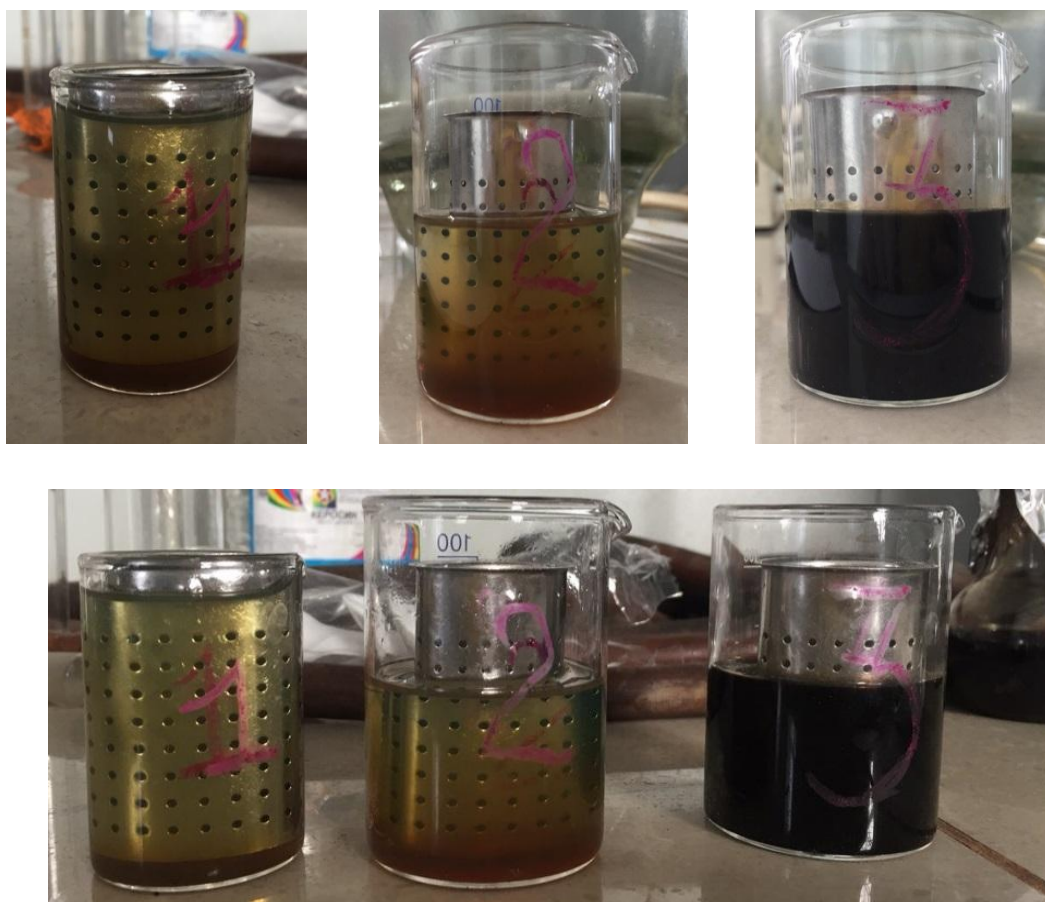


Рисунок 4 – АСПО (Усинское месторождение) с растворителями после первых 15 минут: 1 – керосин; 2 – газовый конденсат; 3 – гуминовая кислота.



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

Исходя из этих фотографии, наглядно можно видеть, как изменяется структура нефтяного осадка при контакте с растворителями (меняется цвет).

При анализе проведенных экспериментов было выявлено, что с увеличением времени контакта для исследованных образцов растворителей наблюдается рост растворяющей способности, но скорость роста неодинакова. В первые 15-30 минут наблюдается максимальный рост скорости процесса. В этот период времени растворяются смолы и тугоплавкие парафины. После первых 30 минут скорость растворения немного снижается. В этот момент наступает состояние насыщения в тонком сольватном слое растворителя, который образуется вокруг конгломератов АСПО.

Анализ результатов показал, что при контакте с такими растворителями как керосин и газовый конденсат АСПО лучше растворяется, несмотря на его различный состав. Использование гуминовых кислот требует дальнейших разработок в количественных характеристиках.

4.2 Выбор эффективного растворителя для удаления АСПО

Анализ литературных данных показывает, что самый главный фактор при выборе растворителей для удаления АСПО является связь между

химическим составом отложений и растворителей. Эта связь может быть не однозначной, так как характеристики добываемых нефтей на различных месторождениях разные, и соответственно, применяемые растворители тоже могут быть разными. Однако эффективность работы растворителей также зависит и от их структуры. Под структурой подразумевается фракционный состав и их молекулярная масса. Как упоминалось ранее, те вещества, которые выступают в роли реагентов-растворителей, должны иметь относительно большую молекулярную массу по сравнению отложениями, так как чем больше молекулярная масса, тем больше поверхностно-активных свойств может быть у данных растворителей. Гуминовая кислота, которая используется в нефтяной промышленности впервые в качестве растворителей, как раз таки обладает большой молекулярной массой и, исходя из данных убеждений, также зная, что данные кислоты проявляют хорошие рекультивационные свойства и используются ввиду этого в сельском хозяйстве, можно прогнозировать их отмывающую способность относительно нефтяных отложений. Ввиду этого, представляется большой научный интерес на исследование влияния именно фракционного состава растворителей на эффективность процесса удаления АСПО.

Как уже говорилось выше, химический состав растворителей очень разнообразен. Их структура такова, что одна часть может растворять парафиновую часть отложений, но не смолистоасфальтовую, а другая наоборот. Цель данного исследования как раз таки найти и подобрать эффективный растворителей, изучить количественные характеристики подбора для данных отложений. Так как ни один растворитель не может быть одинаков по эффективности действия для всех типов нефтей.

Ввиду этого, подбор данных растворителей должен проводиться индивидуально. В качестве растворителей для удаления АСПО были выбраны газовый конденсат, керосин и гуминовая кислота.

Объем растворителя, как было указано в методике, был взят изначально 50 мл, но в дальнейшем с увеличением времени контакта осадка с

растворителями было предложено не увеличивать объем растворителей, так как изначально взятые объемы самих осадков были не так велики.

При проведении экспериментальных работ были введены некоторые корректировки в методику эксперимента, например, было предложено не прибавлять объем растворителей, также время контакта было не одинаковым с разными видами осадков, так как все три образца характеризуются различными свойствами и для их полного растворения нужно разное время.

Было проведено 2 эксперимента с образцом осадка, полученного из нефти Верхне - Салатского месторождения. Результаты первого эксперимента приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты первого эксперимента с первым образцом осадка

Реагент/растворитель	Объем реагента, V	Время, мин.			
	мл	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 насыщаемость 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 насыщаемость 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.

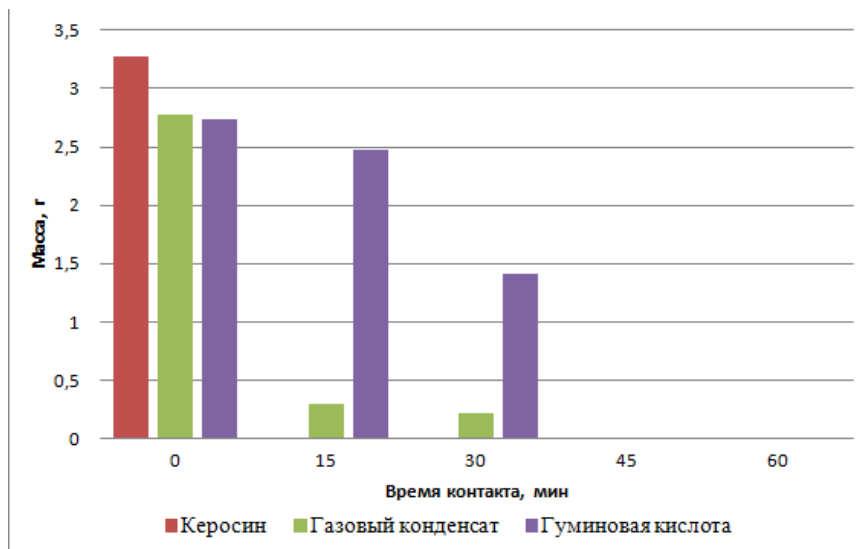


Рисунок 6 – Зависимость времени контакта от массы осадка при проведении первого эксперимента с первым образцом АСПО

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

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

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

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

По результатам второго эксперимента также видно, что насыщаемость гуминовой кислоты возросла пропорционально взятому объему, но существенных изменений практически нет. Но при проведении второго эксперимента с этим же типом осадка, видно, что насыщаемость 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.

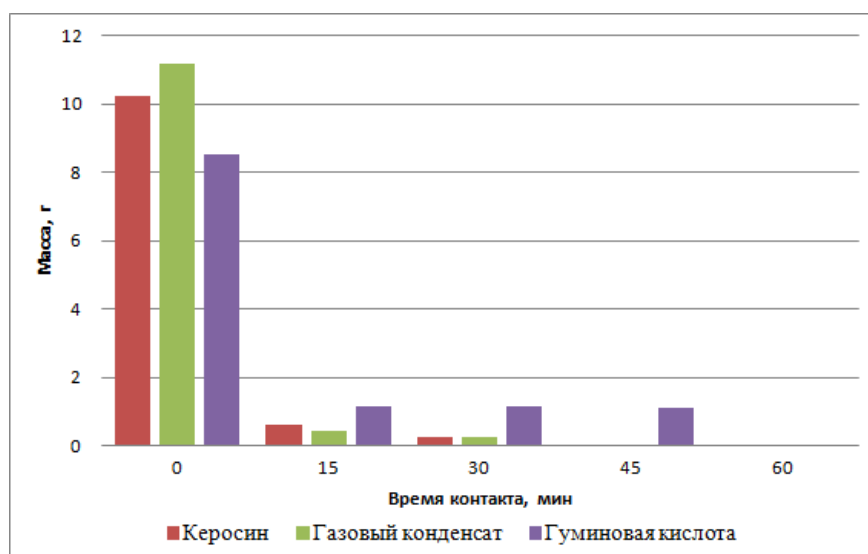


Рисунок 7 – Зависимость времени контакта от массы осадка при проведении второго эксперимента с первым образцом АСПО

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.

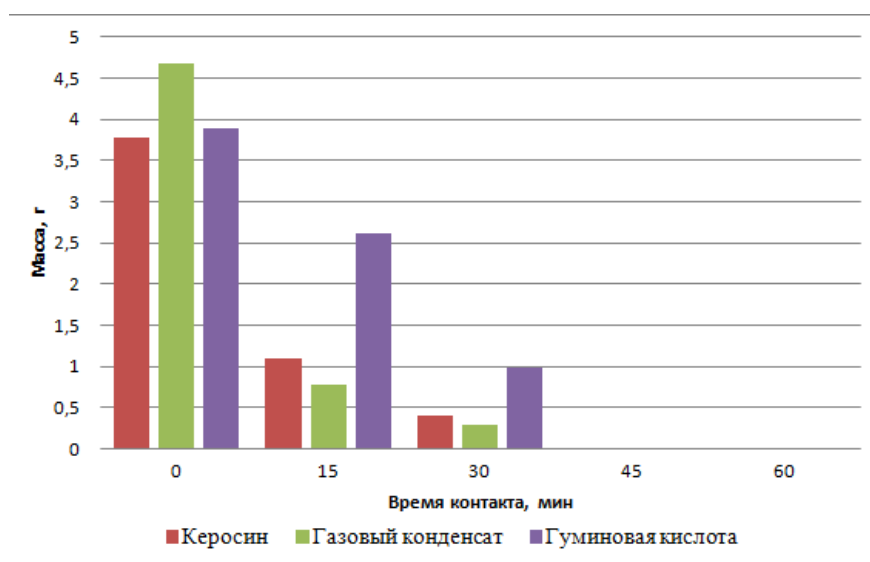


Рисунок 8 – Зависимость времени контакта от массы осадка при проведении третьего эксперимента со вторым образцом АСПО

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.

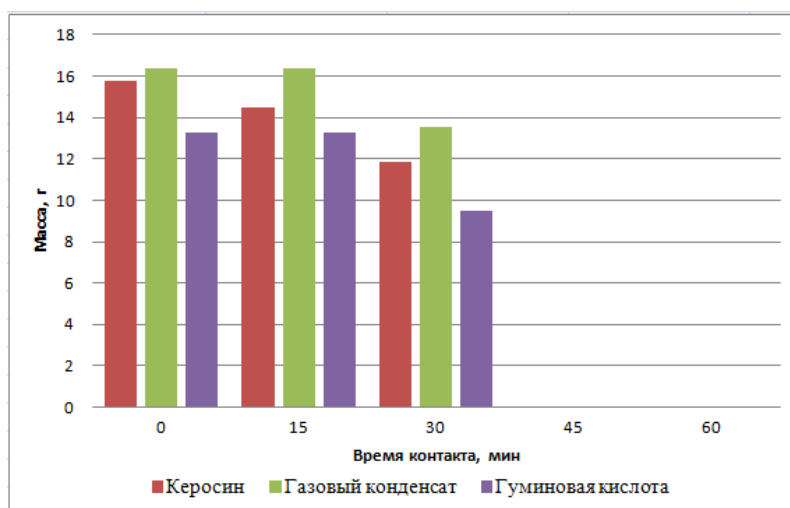


Рисунок 9 – Зависимость времени контакта от массы осадка при проведении четвертого эксперимента со вторым образцом АСПО

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

В данном разделе подробно разобран коммерческий потенциал данного исследования и его перспективы на рынке. Проведена оценка ресурсоэффективности проделанной работы. Описан и составлен план необходимого комплекса работ.

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

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

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

В данном разделе был произведен анализ целевого рынка и произведено сегментирование.

Целевой рынок – сегмент рынка, на котором будет в дальнейшем продаваться разработка: предприятия нефтехимической отрасли.

Продукт – моторное топливо с улучшенными эксплуатационными свойствами.

На данный момент очень развито применения не только различных присадок, но и растворителей для удаления парафиновых отложений. Эти растворители применяются не только на месторождениях, но и в разных научно-исследовательских лабораториях. Наряду с тем, что сейчас существует очень много видов стандартных растворителей, требуется создание новых альтернативных видов растворителей, которые ранее использовались в других отраслях промышленности, ввиду их возможной дешевизны, простоты в использовании и получении по сравнению со стандартными растворителями. Так в данной работе мы смогли оценить эффективность работы, как растворителя, гуминовой кислоты. И в этом

разделе сегментирования рынка по целевому назначению можем увидеть в каких местах будут использоваться те или иные виды растворителей.

Вид компании-пользователя (целевого назначения), виды услуг предоставляемых для подбора эффективного растворителя (рис. 11).

		Виды услуг	
		Разработка и реализация растворителей для удаления АСПО	Подбор эффективного растворителя
Пользователи	Лаборатории		
	НПЗ		
	Месторождения		

Рис.11 - Карта сегментирования рынка услуг по разработке растворителей:



- зона высокой необходимости;



- зона средней необходимости;



- зона наименьшей необходимости.

5.1.2 SWOT-анализ

SWOT– Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он проводится в несколько этапов.

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

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

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

Таблица 9 - Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Низкая стоимость анализа используемой методики по сравнению с другими С2. Не требует специального оборудования для проведения анализа С3. Не требует специального квалифицированного сотрудника для проведения анализа С4. Доступная и простая методика для подбора эффективного растворителя.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие какого-то определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности работы Сл2. Наличие стандартных, уже изученных растворителей Сл3. Отсутствие подходящего, нужного оборудования для проведения точного анализа Сл4. Неточности при проведении анализа, вследствие этого большие расхождения в результатах.
--	---	---

Возможности: В1. Увеличение спроса на нестандартные виды растворителей для удаления АСПО В2.Повышение количества оборудования для которых нужно удалять осадки В3. Повышение стоимости различного оборудования В4. Повышение стоимости конкурентных разработок		
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые виды растворителей У2. Развитая конкуренция между компаниями, которые разрабатывают растворители У4. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции У5.Возможное неиспользование нового вида растворителя ввиду наличия малого количества информации о свойствах.		

Данное описание сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта, его возможностей и угроз было выявлено на основе результатов анализа, проведенного в предыдущих разделах данной работы.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых

сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

Составляется интерактивная матрица, с помощью которой можно оценить варианты стратегического выбора.

(+)-Сильное соответствие сильных сторон возможностям;

(-) - Слабое соответствие сильных сторон возможностям;

(0) - Сомнения в выборе;

Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	0
	B2	+	+	+	+
	B3	0	+	+	+
	B4	-	-	+	-

Анализируя данные интерактивной матрицы проекта можно сделать вывод о сильной корреляции B1B2C1C2, B1C3B2C3, что позволяет нам говорить о единой природе данных возможностей.

Третий этап заключается в составлении итоговой матрицы SWOT-анализа, которая приводится в данной работе (табл. 11).

Таблица 11 - SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	С1. Низкая стоимость анализа используемой методики по сравнению с другими методами	Сл1. Отсутствие какого-то определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности работы
	С2. Не требует специального оборудования для проведения анализа	Сл2. Наличие стандартных, уже изученных

	С3. Не требует специального квалифицированного сотрудника для проведения анализа С4. Доступная и простая методика для подбора эффективного растворителя	растворителей Сл3. Отсутствие подходящего, нужного оборудования для проведения точного анализа Сл4. Неточности при проведении анализа, вследствие этого большие расхождения в результатах.
Возможности: В1. Увеличение спроса на нестандартные виды растворителей для удаления АСПО В2.Повышение количества оборудования для которых нужно удалять осадки В3. Повышение стоимости различного оборудования В4. Повышение стоимости конкурентных разработок	СИВ1.Увеличить использование нестандартного вида растворителя СИВ2.Максимально улучшить качество и результаты работ по удалению АСПО СИВ3. Усовершенствовать работу и знания кадров СИВ4. Внедрить ранее неиспользованную аппаратуру, либо технологию для улучшения методики.	СЛВ1.Отсутствие необходимости внедрения различного вида новых растворителей для удаления АСПО СЛВ2. Возможное приобретение НПЗ различных приборов для проведения анализа по данной методике ввиду их малой стоимости.
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые виды растворителей У2. Развитая конкуренция между компаниями, которые разрабатывают растворители У4. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции У5. Возможное неиспользование нового вида растворителя ввиду отсутствия большого количества информации о свойствах данной разработки	СИУ1.На данный момент разрабатываются все более улучшенные технологии для усовершенствования работ по удалению осадков, в силу этого возможно увеличение спроса за счет низкой стоимости анализа СИУ2. Так как анализ по данной методике не требует специального оборудования и специалистов, возможно возрастет конкуренция между компаниями, которые разрабатывают стандартные растворители	СЛУ1. Ввиду отсутствия определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности растворителя возможное отсутствие спроса СЛУ2. Неиспользование нестандартных растворителей из-за неточностей в работе и малого количества собранной информации.

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

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

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 12

Таблица 12 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

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

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

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

5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

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

Расчет трудоемкости выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества

трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

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

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

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

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

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

5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}$$

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 находится по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}$$

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

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

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году;

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22$$

Все полученные значения приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Временные показатели проведения научного исследования

№ раб от ы	Название работы	Трудоёмкость работ			Исполн ители	Длитель ность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
		t_{min} , чел- дни	t_{max} , чел- дни	$t_{ожі}$, чел-дни			
1	Составления и утверждение технического задания	2	2	2	Н.Р	2	3
2	Подбор и изучение материалов по теме	25	40	31	Н.Р И	16	20
3	Проведение теоретических исследований	10	20	14	Н.Р И	7	9
4	Выбор направления исследований	7	9	8	Н.Р И	4	5

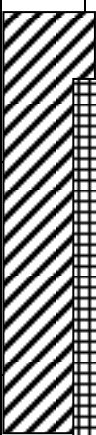
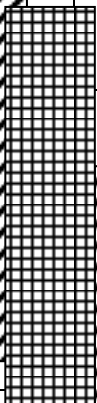
5	Календарное планирование работ по теме	2	4	3	Н.Р	3	4
6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	15	20	23	И	23	28
7	Проведение нескольких экспериментов по подбору эффективного растворителя	10	11	10	И	10	13
8	Анализ по выбранным свойствам по методике	10	12	11	И	11	13
9	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	5	7	6	Н.Р И	3	4
10	Анализ в динамике по подбору растворителей при проведении экспериментов	4	5	4	И	4	5
11	Оценка эффективности полученных результатов	7	9	8	Н.Р	8	10
12	Предоставление отчета о проделанной работе	10	11	10	И	10	13
13	Сбор материалов и оформление социальной ответственности	5	7	6	И	6	8
14	Выбор и расчет конструкции	5	7	6	И	6	8
15	Расчет и оформление	5	6	6	И	6	8

	экономической части работы						
16	Составление пояснительной записки	5	7	6	И	6	8
17	Сдача работы на рецензию	5	8	6	И	6	8
18	Предзащита дипломной работы	5	7	6	И	6	8
19	Подготовка к защите дипломной работы	5	7	6	И	6	8
20	Защита дипломной работы	1	1	1	И	1	1

Н.Р – Научный руководитель, И – Инженер.

На основе табл. 5 был построен календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта на основе табл. 14 с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 14 – Календарный план – график проведения НИОКР по теме

№ ра бо т	Вид работ	Исполни те ли	T _{кi} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				февраль		март			апрель			май			июнь	
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Составления и утверждение технического задания	Научный руководитель	3													
2	Подбор и изучение материалов по теме	Научный руководитель Инженер	20													
3	Проведение патентных	Научный руководите	9													

- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

5.2.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат проводится по формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхи}$$

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

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

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

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно – заготовительные расходы.

Таблица 15 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Расход	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Гуминовая кислота	л	0,5	230	115
Керосин технический	л	0,5	130	65
Газовый конденсат	л	0,5	500	250
Стандартные растворители	л	0,5	200	100
Ложки одноразовые	шт	20	2	40
Сита	шт	6	20	120
Итого	690			

5.2.4.2 Расчет затрат на специальное оборудования для научных (экспериментальных) работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблице 16.

Таблица 16 – Затраты на приобретение спецоборудования для проведения экспериментальных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Аналитические весы	1	15000	15000	3000
2	Сушильный шкаф	1	13000	13000	2600
3	Мерный цилиндр 100 мл	3	480	1440	
4	Мерный стакан 100 мл	3	77	231	
					Итого: 7271

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

Линейная амортизация рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{C}{T_{об} i},$$

Где C – стоимость оборудования, $T_{об}$ – норма использования оборудования, лет.

$$H_a = \frac{100\%}{T_{дн}} = \frac{100\%}{5} = 20\%$$

$$A_{зод} = \frac{C_{перв} \cdot H_a / 100}{12} \cdot T = \frac{15000 \cdot \frac{20}{100}}{12} \cdot 12 = 3000$$

$$A_2 = \frac{13000}{10} = 1300$$

$$A_3 = \frac{1440}{1} = 1440$$

$$A_4 = \frac{231}{1} = 231$$

где $C_{\text{перв}}$ – первоначальная стоимость, руб.;

T – время использования оборудования, в мес.

$T_{\text{пи}}$ – время полезного использования, лет (в среднем время полезного использования оборудования составляет 5 лет).

5.2.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \times T_{\text{раб}},$$

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

$T_{\text{раб}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн.; $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \times M}{F_{\text{д}}},$$

Обозначения:

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

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

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (таблица 17).

Таблица 17 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Научный руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
- выходные дни	44	48
- праздничные дни	14	14

Потери рабочего времени		
- отпуска	56	28
- невыходы по болезни	2	2
Действительный годовой фонд рабочего времени	249	273

Все рассчитанные значения основной заработной платы сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Оклад, руб.	Районный коэффициент	Месячная зарплата, руб./мес	Общие затраты по заработной плате, руб.
Руководитель	33 664	1,3	43 763	87 526
Инженер	21760	1,3	28 288	141 440

5.2.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}$$

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

Для руководителя:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 43\,763 = 5689 \text{ рублей}$$

Для инженера:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 28\,288 = 3677,4 \text{ рублей}$$

5.2.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{дон}),$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) равный 27,1%.

Таблица 19 – Отчисления во внебюджетные фонды

	Научный руководитель	Инженер
Зарплата	43 763	28288
Дополнительная зарплата	5689	3677,4
Отчисления на соц.нужды	0,271	
Отчисления на соц.нужды	22064 руб.	

5.2.4.6 Расчет затрат на научные и производственные командировки

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

5.2.4.7 Накладные расходы

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

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 6) \times k_{\text{нр}},$$

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

5.2.4.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 20.

Таблица 20- Бюджет затрат на проведение данного исследования

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание	Аналог 1	Аналог 2
1 Материальные затраты НТИ	690	Таблица 7	1050	2250
2 Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ	7271	Таблица 8	9600	10250
3 Затраты по основной заработной плате исполнителей работы	72051	Таблица 10	65 554	82 579
4 Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9366	Раздел 2.4.4	12 750	21 440
5 Отчисления во внебюджетные фонды	22064	Таблица 11	25 010	35 430
6. Затраты на научные и производственные командировки	-	Раздел 2.4.6	-	-
7. Накладные расходы	17 830	16 % от суммы ст. 1-6	24 817	30499
8. Бюджет затрат НТИ	129 272	Сумма ст. 1-6	179921	221118

Исходя из данных таблицы 20, можно сделать вывод, что основные затраты НТИ приходятся на специальное оборудование для проведения эксперимента, основную зарплату исполнителей и различные отчисления.

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется по формуле:

$$I_{финр}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}},$$

Где $I_{финр}^{испi}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно – исследовательского проекта.

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

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

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

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

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

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

a_i – весовой коэффициент i-го варианта исполнения разработки;

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

Таблица 21 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

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

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

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

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

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

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

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволяет определить сравнительную эффективность

проекта (таблица 13) и выбрать наиболее эффективный вариант их представленных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{cp}$):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}$$

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

$$I^p_{финр} = 3,85/0,6 = 6,4$$

$$I^{a1}_{финр} = 3,8/0,81 = 4,7$$

$$I^{a2}_{финр} = 3,9/1 = 3,94$$

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

$$\mathcal{E}_{cp1} = 4,7/6,4 = 0,73$$

$$\mathcal{E}_{cp2} = 3,94/6,4 = 0,61$$

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

$I^p_{тэ}$ – интегральный показатель разработки;

$I^a_{тэ}$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 22 - Сравнительная эффективность разработки

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

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

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

6 Социальная ответственность

В современном мире химия и химическое производство является одной из наиболее развитых отраслей промышленности. Химическое производство насыщено опасными факторами: использование электроэнергии, высокого давления и глубокого вакуума, высоких и низких температур, разнообразных, агрессивных или токсичных соединений, большинство из которых обладают взрывоопасными и пожароопасными свойствами. Дипломная работа проводилась в лаборатории 2 корпуса НИ ТПУ, которая находится по адресу пр. Ленина 43а, на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики, аудитория 143. Основным видом работ при выполнении ВКР – это исследования физико-химических свойств, состава нефти и нефтяных отложений.

Объектом данного исследования является исследование действия различных органических растворителей на удаление асфальтосмолопарафиновых отложений.

Материалы данного исследования:

1. 3 образца органических растворителей;
2. 3 образца асфальтосмолопарафиновых отложений с разных регионов Сибири.

Область применения данного исследования с глобальной стороны затрагивает все месторождения нефти Российской Федерации, в которых добываются тяжелые нефти, которые отличаются своей высокой вязкостью, образованием и накоплением данных отложений.

В лабораторных условиях применение данной работы поможет разработать и исследовать влияние различных органических растворителей на ингибирование асфальтосмолопарафиновых отложений, а также заменить стандартные растворители на более новые и менее дорогостоящие.

На месторождениях добычи нефти и НПЗ данная исследовательская работа также поможет увеличить производительность различных нефтедобывающих установок, благодаря дальнейшим разработкам в

применении в качестве ингибирующих средств именно растворителей для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

В данном разделе рассмотрены специальные правовые нормы трудового законодательства и их особенности, применимые к условиям научно – исследовательского проекта по подбору наиболее приемистого растворителя и ее оптимального количества для модификации удаления асфальтосмолопарафиновых отложений.

6.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.

Согласно ТК РФ, N 197 - ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя.

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

При выполнении данной исследовательской работы, инженеру было предоставлено рабочее пространство, соответствующее трудовому кодексу.

- Конструкция рабочего стола обеспечивала оптимальное размещение оборудования. Экран компьютера находился на расстоянии 600мм от глаз пользователя. Рабочее место было оборудовано подставкой для ног шириной 300 мм, глубиной 400 мм.
- Рабочий стул обеспечивал поддержание рациональной рабочей позы при аналитической работе за компьютером. Экспериментальная часть работы проводилась стоя.
- Стул располагался на расстоянии 400 мм от границы рабочего пространства.

6.2 Профессиональная социальная безопасность.

6.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.

Научно-исследовательская работа по исследованию влияния органических растворителей на парафиноотложения складывается из следующих этапов:

- исследование процесса образования АСПО при снижении температуры,
- исследование действия химических реагентов на процесс образования.

На всех этапах выполнения данная работа связана с использованием вредных веществ. Вредные вещества проникают в организм человека главным образом через дыхательные пути, а также через кожу и с пищей.

В таблице 23 дана характеристика вредных веществ, используемых при выполнении ВКР, указана величина предельно допустимой концентрации в воздухе, согласно санитарно-гигиеническим требованиям к воздуху рабочей зоны [41].

Таблица 23 – Характеристика вредных веществ

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Нефть	10	III
Нефрас	100	IV

В последующей таблице (табл. 24) рассмотрим вредные и опасные факторы, которые могут повлиять на здоровье работников при проведении исследовательских работ [42].

Таблица 24 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1.Токсичность и агрессивность используемых веществ и продуктов		+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
2.Суровые метеорологические условия рабочей производственной среды		+	+	ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны".
3.Недостаточный уровень или отсутствие естественного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
4. Превышение уровня шума		+	+	СанПиН 2.2.4.3359-16.. Шум. Общие требования безопасности.

5. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов и вероятность поражения электрическим током		+	+	ГОСТ 12.2.003 - 91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности ГОСТ 12.1.019-2017 (с изм. №1) Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
--	--	---	---	---

Используя данные таблицы можно увидеть, что опасные и вредные факторы теоретически могут возникнуть при работе с объектом исследования.

6.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.

- Токсичность и агрессивность используемых веществ и продуктов. Источником возникновения утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу лаборатории может стать поломка вытяжки, некачественные колбы для хранения образцов.

Воздействие вредного фактора может повлиять на организм человека путем длительного вдыхания паров масел и присадок с последующим отравлением, аллергическая реакция, ожоги. Допустимые нормы содержания токсичных веществ в воздухе и при попадании на кожу согласно ГОСТу 12.1.005-88 составляет 5001-50000 мг/куб.м и соответственно 501-2500 мг/кг. Для минимизации воздействия вредного фактора предлагаются такие средства защиты как респираторы, перчатки резиновые, противогазы.

- Суровые метеорологические условия рабочей производственной среды. Метеоусловия (микроклимат) в производственных помещениях определяются следующими параметрами:

- 1) температурой воздуха, t °С;
- 2) относительной влажностью воздуха j , %;
- 3) скоростью движения воздуха n , м/с.

В условиях комфорта у человека не возникает беспокоящих его тепловых ощущений – перегрева или переохлаждения. Различают понятия оптимальных и допустимых параметров метеоусловий в помещениях. Для холодного периода (температура наружного воздуха ниже +10 °С) значения этих параметров приведены в таблице 25 [43,44].

Таблица 25 – Санитарно-гигиенические нормативы

Условия Категория работ	Оптимальные условия			Допустимые условия		
	t, ° С	j, %	V, м/с, не более	t, ° С	j, %	V, м/с, не более
I	20...23	40...60	0,2	19...25	75	0,2
II а	18...20	40...60	0,2	17...23	75	0,3
II б	17...19	40...60	0,3	15...21	75	0,4
III	16...18	40...60	0,3	13...19	75	0,5
IV	16...17	40...60	0,4	12...18	75	0,5

Метеоусловия лаборатории, в которой проводились испытания, согласно приведенной выше таблице, относятся к I категории работ, условия оптимальные.

Для минимизации воздействия данного фактора предлагаются следующие средства защиты: толщина стен не менее 0,8 метров, вентиляторы, система отопления, спецодежда.

– Недостаточный уровень или отсутствие естественного освещения. Средняя освещённость на рабочем месте с постоянным пребыванием людей должна быть не менее 200 лк, для помещений, в которых эксплуатируются персональные компьютеры и видеодисплейные терминалы, – 750 лк для работников вычислительных центров [45].

Окраска помещений влияет на психологическое состояние трудящегося, поэтому необходимо окрашивать помещение в соответствии с цветом технических средств. Кроме того, выбор цвета определяется освещенностью

помещения: чем выше отражение света стенами и оборудованием, тем выше освещенность.

Рабочие места, объекты, подходы к ним, проходы и переходы в тёмное время суток должны быть освещены. Искусственное освещение должно быть выполнено в соответствии с установленными нормативами и обеспечивать установленный санитарными нормами уровень освещения СП 52.13330.2016 Актуализированная редакция СНиПин 23 – 05 – 95*.

– Превышение уровня шума. В помещениях с низким уровнем общего шума, каким является лаборатория, источниками шумовых помех могут стать вентиляционные установки, кондиционеры или периферийное оборудование для ЭВМ (принтеры и др).

Исключительно высокий уровень шума (более 120 дБ) может привести к акустической травме и сильно ухудшить слух в один момент. Шум негативно влияет на сердечно - сосудистую систему, что чаще всего приводит к развитию гипертонии или гипотонии, скачкам артериального давления. Высокий уровень шума может нарушать работу мозга и нервной системы, что приводит к эндокринным расстройствам. Сильнее всего повышенный уровень шума влияет именно на психологическое состояние человека.

Согласно ГОСТ 12.1.003-76 ССБТ эквивалентный уровень звука не должен превышать 50 дБ. Для того, чтобы добиться этого уровня шума рекомендуется применять звукопоглощающее покрытие стен.

Если уровень шума на работе превышает 70-80 дБ, следует использовать индивидуальные средства защиты (затычки для ушей, специальные наушники). В обеденный перерыв обязательно покидать рабочее место, чтобы слух немного отдохнуть и адаптироваться к нормальному уровню громкости.

– Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов и вероятность поражения электрическим током. Источником данного воздействия вредного фактора может стать

соприкосновение с холодными образцами нефти после понижения его до максимальной температуры застывания.

В результате соприкосновения организм человека может подвергнуться переохлаждению и травмированию верхнего слоя кожи рук. Допустимая температура материала в котором образцы подвергаются охлаждению согласно ГОСТу Р 51337-99 составляет не более 56°C при соприкосновении не более 1 минуты.

Для минимизации воздействия фактора переохлаждения предлагаются специальные щипцы для перемещения образцов, перчатки с теплоизоляцией. Для протекания непрерывного технологического процесса необходимо обеспечить его электробезопасным оборудованием, создать благоприятные условия труда для человека, связанного с электричеством. Основные опасности, обусловленные электрическим током:

1. Опасность напряжения прикосновения – при прикосновении человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

2. Опасность токов короткого замыкания.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.019-2017 (с изм. №1) ССБТ, для защиты статического электричества оборудование должно быть заземлено, рабочие места должны быть снабжены резиновыми ковриками [46].

6.2.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов

Для обеспечения снижения влияния опасных и вредных факторов на работников могут быть предприняты следующие меры:

1. Исключение использования или замена вредного вещества менее вредным;
2. Герметизация оборудования;
3. Устройство различных систем вентиляции;
4. Выдача спецодежды и переносных приборов для защиты от токсичных веществ, выдача перчаток для защиты от термических ожогов и обморожений;

5. Кондиционирование воздуха;
6. Облицовка потолка и стен звукопоглощающим материалом (снижает шум на 6-8 дБ);
7. Экранирование рабочего места (постановкой перегородок, диафрагм, заземление, зануление);
8. Установка в компьютерных помещениях оборудования, производящего минимальный шум;
9. Рациональная планировка помещения.

6.3 Экологическая безопасность

В данном подразделе рассмотрено возможное воздействие данного исследования и его реализация на окружающую среду, с выявлением предполагаемых источников загрязнения.

6.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Вредные вещества во время выполнения данной НИР могут попадать в окружающую среду со сточными водами, в виде жидких и твердых отходов. Чистоту воздушной среды можно поддерживать с помощью применения эффективных очистных аппаратов и сооружений.

Жидкими отходами являются использованные образцы нефти, разбавленные органическим летучим растворителем и имеющие разную степень обводненности. Также имеют место быть твердые отходы: использованный нефтяной осадок.

6.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.

Жидкие и твердые отходы собирают в химической лаборатории в специальные сосуды, после чего производится их утилизация.

Перед утилизацией отходов проводится их сортировка, компоненты проверяются на наличие опасных веществ. Затем, соблюдая все меры предосторожности, опытные специалисты транспортируют материалы на полигоны или в перерабатывающие центры.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Одним из важнейших факторов в безопасности жизнедеятельности людей является подготовленность к чрезвычайным ситуациям.

В данном подразделе представлен анализ возможных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть при разработке исследования по подбору наиболее приемистого растворителя и его оптимального количества для увеличения эффективности по удалению асфальтосмолопарафиновых отложений или эксплуатации данного исследования на производстве.

6.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.

Ниже представлены возможные чрезвычайные ситуации, которые может инициировать объект исследования:

1. ЧС, связанная с производственными авариями (пожары, взрывы, выброс вредных веществ в окружающую среду)
2. ЧС конфликтного характера (вооруженное нападение, волнения в отдельных районах, применения оружия массового поражения).

При выполнении дипломной работы может возникнуть чрезвычайная ситуация замыкание проводки и возгорание. По возможности, пламя необходимо потушить песком, но перед этим необходимо сообщить руководителю исследования.

6.4.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.

К чрезвычайным ситуациям техногенного характера при проведении исследований по подбору эффективного растворителя для удаления отложений относятся разрывы трубопроводов на месторождениях, находящихся под давлением, воспламенение легкогорючих жидкостей (бензол, толуол, керосин т.п.), аварии на электрических сетях с долгим перерывом в электроснабжении, возгорание и взрывы оборудования.

6.4.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.

- Организация технической диагностики оборудования, коммуникаций, их техническое обслуживание и ремонт;
- Наличие современных сигнализаций и приборов контроля в лаборатории по исследованию различных свойств растворителей;
- Систематический инструктаж персонала лаборатории;
- Поддержание рабочего состояния лаборатории после чрезвычайной ситуации или катастрофы;
- План реагирования в случае террористических действий;
- План реагирования на биологические, химические и радиологические инциденты в лаборатории.

Для предотвращения ЧС социального характера (террористический акт) персонал периодически проходит инструктажи по способам противодействия преступникам и правилам поведения в подобных ситуациях. Проводятся специальные учения с задействованием в них охранной службы предприятия, МЧС и полиции.

Необходимо последовательное снижение показателей производственного травматизма, профессиональных заболеваний, аварийности и загрязнения окружающей среды в результате производственной деятельности; обеспечение постоянного повышения знаний, компетентности и осведомленности работников по вопросам промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды посредством различных форм мотивации, обучения и наставничества.

Все требования, которые должен соблюдать персонал описываются в ФЗ от 28.12.2013 № 421-ФЗ «О рабочем времени», ст.94 ТК РФ.

Все вопросы, связанные с оценкой условий труда на производстве, согласовываются с требованиями ФЗ от 28.12.13 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст.147 ТК РФ и ст.117 ТК РФ.

Вывод по разделу: В данном разделе были разобраны правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности сотрудников нефтехимической промышленности. Произведен анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в результате работы над исследованием по подбору эффективных растворителей для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений. Также было показано, как предотвратить возникновение опасных факторов и теоретически возможных чрезвычайных ситуаций.

Практическая значимость полученных нами данных о социальной ответственности состоит в понимании вредных и опасных факторов, с которыми могут столкнуться работники, анализе данных о различных ЧС, и также в умении выйти из данных ЧС, которые могут возникнуть при проведении данного исследования или при его применении на производстве.

Заключение

Проблемы, которые связаны с транспортировкой и хранением нефти связаны с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых отложений, различных солей, механических примесей и воды.

При образовании АСПО возникают такие острые проблемы, как загрязнение скважин, их забивка и как следствие замедление добычи нефти.

Применение различных методов по удалению данных отложений является актуальной проблемой, так как при освоении новых месторождений, которые характеризуются наличием тяжелых нефтей, образование и накопление АСПО нежелательно.

Наиболее оптимальным методом является химический метод, так как увеличивается время безремонтных работ различных установок при относительно низких затратах.

Ингибиторы парафиноотложения – это нефтерастворимые соединения, при введении которых можно изменить вязкость и температуры застывания нефти. Использование растворителей в качестве ингибиторов АСПО позволяет не только удалить уже образовавшиеся отложения, но и предотвратить их образование на начальном уровне.

Концентрация и количество растворителя в нефти зависит от конкретных условий применения. В значительной степени поспособствовать техническому прогрессу трубопроводного транспорта высокопарафинистых и тяжелых нефтей может разработка новых, более эффективных и дешевых растворителей. Так в данной работе была исследована растворяющая способность гуминовых кислот при борьбе с АСПО.

В результате проведенных экспериментальных работ было изучено влияние растворителей на АСПО, в процессе было установлено, что наиболее эффективными растворяющими способностями обладает керосин при контакте со всеми 3 образцами АСПО. Но по значениям насыщаемости растворителя высокомолекулярными соединениями можно увидеть, что газовый конденсат тоже обладает достаточно хорошими растворяющими

способностями. Эффективность керосина в качестве растворителя лучше примерно на 10 %, чем у газового конденсата. Самыми низкими показателями при проведении данного исследования обладает гуминовая кислота. Вследствие того, что эта кислота используется в качестве растворителя АСПО в нефтехимической промышленности впервые, также, учитывая, что данные образцы отложений обладали очень большой вязкостью, результаты данных экспериментов должны считаться начальными для дальнейших исследований. Поэтому требуется проведение множества экспериментов с различными образцами отложений, так как в данной работе было доказано существование растворяющих свойств у данных кислот.

Список использованной литературы

1. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf (дата обращения 17.03.19).
2. 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.
3. Агаев С.Г., Землянский Е.О., Гулятьев 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.
4. Абузова Ф.Ф. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранение. – М.: Недра, 1981. – 248с.
5. 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.
6. Локтев С.М. Проблемы переработки тяжелых нефтей. - Алма-Ата: Наука, 1989. - С.20-25
7. Надиров Н.К. Трубопроводный транспорт вязких нефтей / Н.К. Надиров, П.И. Тугунов, Р.А. Брот, Б.У. Уразгалиев. – Алма-Ата: Наука, 1985. - 264с.
8. Лоскутова Ю.В. Реологические свойства высоковязких нефтей / Ю.В.Лоскутова, С.И.Писарева, Н.В.Юдина // Теоретические и практические основы физико – химического регулирования свойств нефтяных дисперсных систем, ч.1.: Сб. нуч.ст. – Томск, 1997. – С.3 – 6.
9. Коллоидная химия нефти и нефтепродуктов// Сборник материалов, посвященных научной деятельности проф. Г.И. Фукса. – М.: Техника, 2001. – 96с.
10. Сергиенко С.Р., Таимова Б.А., Талалаев Е.Н. Высокомолекулярные

соединения нефти. – М.: Наука, 1979. – 269с.

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

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

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

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

15. 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.

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

17. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: file:///C:/Users/WW/Desktop/sharifullin_a_v_sharifullin_v_n_kompozitsionnye_sostavy_dlya.pdf (дата обращения 25.04.19).

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

19. Цветков Л.А. Условия отложения парафина в промысловых трубопроводах и мероприятия по их удалению// Тр. Гипровостокнефть. М.: Гостоптехиздат. – 1961.

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

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

22. Мазепа Б.А. Борьба с парафиновыми отложениями при добычи нефти за рубежом. – М.: Гостоптехиздат. – 1961. – 89с.
- Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. М.: Недра.-1980.- Ч.2. – 264с.
23. 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.
24. 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.
25. 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.
26. 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.
27. Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам, маслам. - М.: Химия, 1990. - 236с.
28. 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.
29. 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.
30. Строганов В.М., Турукалов М.Б. Экспресс-методика подбора

эффективных растворителей асфальтено-смоло-парафиновых отложений // OilGas. 2007. №8 С. 44-48.

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

32. 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.

33. 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.

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

35. 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.

36. 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.

37. 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.

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

39. Химические методы борьбы с отложениями парафинов: Нефтепромысловое дело. Обзор зарубежной литературы. - М. : ВНИИОЭНГ, 1991. – 40 с.
40. 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.
41. ССБТ ГОСТ 12.1.005-88 Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования. – М.: Изд-во стандартов, 1988.
42. Е.Н.Пашков, И.Л. Мезенцева. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ - Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – 24 с.
43. ССБТ ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988.
44. Сан ПиН 2.2.4.548–96.
45. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. - Минстрой России, 2016 – 106 с.
46. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. -М.: Стандартиформ, 2017 – 20 с.