

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 18.03.01 «Химическая технология»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение химической инженерии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка комплексного метода для предупреждения накопления нефтяных отложений при подготовке нефти

УДК 622.276.8:622.276.05

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Д7В	Ларюшкина Дарья Дмитриевна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Юрьев Егор Михайлович	к.т.н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

18.03.01 Химическая технология

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
Р1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ПК-1, 2, 3, 19, 20), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), СДИО (пп. 1.1, 4.1, 4.3, 4.8)
Р2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач.	Требования ФГОС (ПК-7, 11, 17, 18, ОК-8), Критерий 5 АИОР (пп. 1.1, 1.2), СДИО (пп. 1.1, 3.2, 4.2, 4.3, 4.5, 4.6)
Р3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии.	Требования ФГОС (ПК-1, 5, 8, 9, ОК-2,3), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), СДИО (пп. 1.2, 2.1, 4.5)
Р4	Разрабатывать <i>новые</i> технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии, <i>проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия, общества и окружающей среды.</i>	Требования ФГОС (ПК-11, 26, 27, 28), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), СДИО (пп. 1.3, 4.4, 4.7)
Р5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий.	Требования ФГОС (ПК-4, 21, 22, 23, 24, 25, ОК-4,6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), СДИО (п. 2.2)
Р6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, <i>выводить на рынок новые материалы</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-6, 10, 12, 13, 14, 15, ОК-6, 13, 15), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), СДИО (пп. 4.1, 4.7, 4.8, 3.1, 4.6)

Общекультурные компетенции		
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-5, 9, 10, 11), Критерий 5 АИОР (пп. 2.4, 2.5), CDIO (п. 2.5)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, 2, 7, 8, 12), Критерий 5 АИОР (п. 2.6), CDIO (п. 2.4)
P9	Активно владеть иностраным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-14), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), CDIO (пп. 3.2, 3.3)
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве , ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-3, 4), Критерий 5 АИОР (пп. 1.6, 2.3), CDIO (пп. 4.7, 4.8, 3.1)

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 18.03.01 «Химическая технология»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ _____ Юрьев Е.М.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Д7В	Ларюшкина Дарья Дмитриевна

Тема работы:

Разработка комплексного метода для предупреждения накопления нефтяных отложений при подготовке нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 02.02.2021 г. №33-23/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Образцы нефти различных месторождений, магнитная система, ингибиторы отложений АСПО.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1 Основные представления о нефтяных отложениях и предпосылки их возникновения при промышленной подготовке нефти <ul style="list-style-type: none"> 1.1 Состав и свойства нефтяных отложений 1.2 Процессы кристаллизации и структура парафиновых отложений 1.3 Особенности молекулярного строения смолисто-асфальтеновых веществ 1.4 Механизм образования нефтяных отложений 1.5 Факторы, влияющие на интенсификацию образования нефтяных отложений 2 Анализ методов борьбы с нефтяными отложениями при подготовке нефти

	2.1 Современные решения проблемы накопления нефтяных отложений 2.1.1 Применение специальных покрытий 2.1.2 Химические методы 2.1.3 Магнитная обработка нефти 3 Объект и методы исследования 3.1 Объекты исследования 3.2 Методы исследования составов и характеристик нефтей 3.3 Методика эксперимента 4 Результаты исследования и их обсуждение 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6 Социальная ответственность
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, к.э.н., Спицына Л.Ю.
Социальная ответственность	Старший преподаватель ООД ШБИП, Гуляев М.В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Д7В	Ларюшкина Дарья Дмитриевна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Д7В	Ларюшкиной Дарье Дмитриевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	18.03.01 «Химическая технология»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет проекта – не более 375 000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 160 000 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизации, нормы расходования ресурсов. Минимальное значение показателя интегральной ресурсоэффективности – 3,4.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды – 27,1 %.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Анализ конкурентных технических решений, оценка готовности проекта к коммерциализации. Выполнение SWOT-анализа проекта.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Определение этапов и трудоёмкости работ. Разработка графика Ганта. Определение бюджета НИИ.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Рассчитаны интегральный финансовый показатель, интегральный показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<p>1. Карта сегментирования рынка услуг; 2. Матрица SWOT; 3. Диаграмма Ганта; 4. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений; 5. Основные показатели эффективности.</p>
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Д7В	Ларюшкина Дарья Дмитриевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Д7В	Ларюшкина Дарья Дмитриевна

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	18.03.01 «Химическая технология»

Тема ВКР:

Разработка комплексного метода для предупреждения накопления нефтяных отложений при подготовке нефти	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объектом исследования является разработка комплексного метода для предупреждения накопления нефтяных отложений при подготовке нефти.</p> <p>Область применения: повышение эффективности предупреждения образования нефтяных отложений при подготовке парафинистых и высокопарафинистых нефтей.</p> <p>Рабочая зона: химическая лаборатория, расположенная в 129 аудитории 2-го корпуса отделения химической инженерии Томского политехнического университета.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства.</p> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>
2. Производственная безопасность:	<p>Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды.</p> <p>Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – неудовлетворительный микроклимат; – повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – поражение электрическим током; – токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; – пожаровзрывоопасность. <p>Выводы на соответствие допустимым условиям труда согласно специальной оценке условий труда.</p>
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу. – решение по обеспечению экологической безопасности.

<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий; – пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).
---	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Д7В	Ларюшкина Дарья Дмитриевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 98 страниц, 31 рисунок, 30 таблиц, 66 источников.

Ключевые слова: нефтяные отложения, АСПО, методы предотвращения, магнитная обработка, присадки.

Работа представлена введением, 6 разделами и выводами, приведён список использованных источников.

Объектами исследования являются нефти Малоичского и Верхнесалатского месторождений, а также модельные растворы нефтяного парафина в керосине.

Предметом исследования являются парафинистые и висоопарафинистые нефтяные системы.

Цель – разработка комплексного метода, способного повысить эффективность предупреждения образования нефтяных отложений при подготовке парафинистых и высокопарафинистых нефтей.

В процессе исследования проводились лабораторные эксперименты по оценке эффективности магнитной обработки на модельных и нефтяных системах, а также по оценке эффективности комплексного метода применительно к нефтям различного состава.

В результате исследования были определены физико-химические свойства нефтей, а также их структурно-групповой состав; исследовано влияние состава нефтяной системы на эффективность ингибирования магнитной обработки; выявлено оптимальное число прогонов нефти при различном градиенте температур; показана эффективность комплексного метода обработки нефти.

Область применения: промысловая подготовка нефти.

Потенциальная экономическая эффективность связана с увеличением производительности перекачки нефти в результате сокращения нефтяных отложений, приводящих к износу нефтепромыслового оборудования.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ГЖ – горючая жидкость;

ДЭС – двойной электрический слой;

ИНПН – измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов;

ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость;

НДС – нефтяная дисперсная система;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПУ – парафиновые углеводороды;

САВ – смолисто-асфальтеновые вещества;

ТНКП – температура начала кристаллизации парафина;

УБПР – устьевые блоки подачи реагентов;

УВР – углеводородный раствор;

ФМЖ – ферромагнитные микрочастицы железа.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ОСНОВНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О НЕФТЯНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ И ПРЕДПОСЫЛКИ ИХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ	15
1.1 Состав и свойства нефтяных отложений.....	15
1.2 Процессы кристаллизации и структура парафиновых отложений	19
1.3 Особенности молекулярного строения смолисто-асфальтовых веществ	22
1.4 Механизм образования нефтяных отложений	25
1.5 Факторы, влияющие на интенсификацию образования нефтяных отложений	27
2 АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С НЕФТЯНЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ	31
2.1 Современные решения проблемы накопления нефтяных отложений ...	33
2.1.1 Применение специальных покрытий.....	33
2.1.2 Применение ингибиторов АСПО	35
2.1.3 Магнитная обработка нефти.....	37
3 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	40
3.1 Объекты исследования.....	40
3.2 Методы исследования составов и характеристик нефтей.....	40
3.3 Методика эксперимента.....	46
4 РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ	49
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	59

5.1	Потенциальные потребители разработки.....	59
5.2	Анализ конкурентных технических решений.....	60
5.3	SWOT – анализ.....	62
5.4	Планирование исследовательских работ.....	64
5.4.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	65
5.4.2	Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проекта.....	66
5.5	Бюджет научно-технического исследования.....	69
5.5.1	Расчёт материальных затрат.....	69
5.5.2	Расчет затрат на специальное оборудование.....	70
5.5.3	Основная и дополнительная заработная плата исполнителей проекта.....	71
5.5.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	73
5.5.5	Накладные расходы.....	73
5.5.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	73
5.6	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	74
	Вывод по экономическому разделу.....	76
6	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	77
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	77
6.2	Производственная безопасность.....	79
6.2.1	Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования.....	80
6.2.2	Выводы на соответствие допустимым условиям труда согласно специальной оценке условий труда.....	85
6.3	Экологическая безопасность.....	86
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	87

Вывод по разделу социальная ответственность	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	91

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время эксплуатация нефтяных месторождений существенно осложняется вследствие увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, среди которых большую долю составляют высокопарафинистые, тяжелые нефти. Главная проблема, которая существенно осложняет этап промышленной подготовки таких нефтей, связана с отказом нефтепромыслового оборудования в результате обильного накопления нефтяных отложений на его стенках. Сегодня многие нефтегазовые компании берут курс на повышение экологичности производственных процессов, что обуславливает экологическую направленность подготовки нефти. Поэтому в рамках данной концепции целесообразно использовать физические методы обработки нефтей для предупреждения накопления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Наиболее перспективным направлением среди физических методов является магнитная обработка нефти. Однако группа физических методов не проявляет значительной эффективности при их одиночном использовании, поэтому целесообразно применять комплексный подход в разработке новых методов предупреждения АСПО.

Таким образом, **целью** работы является разработка комплексного метода для предупреждения накопления нефтяных отложений. Для достижения данной цели были выделены следующие **задачи**:

- изучить состав нефтяных отложений, механизм их образования, а также факторы, способствующие интенсификации процессов накопления отложений;
- проанализировать методы борьбы с АСПО, выделив современные технические решения;
- определить физико-химические свойства исследуемых образцов нефти различных месторождений;
- оценить эффективность действия магнитной обработки и комплексного метода на процесс образования нефтяных отложений.

1 ОСНОВНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О НЕФТЯНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ И ПРЕДПОСЫЛКИ ИХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

На этапах добычи, подготовки и транспортировки парафинистых нефтей сталкиваются с проблемой накопления нефтяных отложений, приводящим к затруднительной работе нефтедобывающих предприятий с технологической, экологической и экономической точек зрения. АСПО образуются в межпромысловых трубопроводах, установках комплексной подготовки нефти, а также в резервуарах товарных парков нефти [1]. Наибольшая интенсификация образования АСПО наблюдается в нефтяных сборных коллекторах, а также в нефтепроводах, обеспечивающих транспорт нефтяных флюидов от скважины до центрального пункта сбора нефти.

Таким образом, проблема накопления нефтяных отложений представляет серьезную научно-техническую проблему, актуальность решения которой с каждым годом возрастает. Это обуславливает ряд сложных задач по изучению процессов и механизмов формирования АСПО, а также разработке эффективных методов для предотвращения накопления нефтяных отложений.

1.1 Состав и свойства нефтяных отложений

Согласно современным представлениям [2] нефтяные отложения представляют собой не простую смесь асфальтенов, смол и парафинов, а являются структурированной сложной системой, которая включает в себя ярко выраженное ядро из асфальтенов, окруженное сорбционно-сольватным слоем из полярных молекул парафинов и нефтяных смол. На изменение состава АСПО напрямую влияет природа и свойства НДС, условия формирования отложений и ряд геологических, термо- и гидродинамических и факторов. В среднем в нефтяных отложениях содержание веществ составляет (% мас.): парафинов – 40÷60, смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) – 10÷56. Также в составе отложений могут присутствовать связанная нефть (до 50 % мас.), вода (от долей до нескольких процентов), механические примеси в виде песка или глины (до 30

% мас.) и в незначительном количестве оксиды ванадия и железа. Причём оксиды данных металлов склонны к комплексообразованию с молекулами ПАВ, что приводит к укреплению сил межмолекулярного взаимодействия, протекающих внутри нефтяных отложений. Температура плавления АСПО изменяется в пределах от +25 до +150 °С [3].

Среди всех компонентов нефтяных отложений парафиновые углеводороды (ПУ) занимают наиболее значительную часть. ПУ представлены смесью насыщенных алканов ($C_{16}-C_{30}$) и церезинов (микрористаллические парафины $C_{36}-C_{55}$), находясь в нефтяных системах в растворенном либо кристаллическом состоянии. В соответствии с классификацией нефтей по содержанию парафинов нефти делятся на три класса (% мас.) [4]: малопарафинистые – 1,5; среднепарафинистые – от 1,5 до 6; парафинистые – более 6. Также в составе углеводородной части нефтяных отложений присутствуют в меньшей мере нафтеновые углеводороды (чаще всего это циклопентаны и циклогексаны с длинными боковыми алкильными радикалами) и ароматические углеводороды – алкилпроизводные бензолов, нафталинов, флуоренов, фенантронов и бифенилов [5].

Некоторые данные по химическому составу твердых предельных углеводородов нефти представлены в монографии [6]:

- в образцах парафина с температурой плавления 40÷60 °С преобладают парафины нормального строения с числом атомов углерода $C_{24} - C_{30}$;
- по мере увеличения молекулярной массы твёрдых предельных углеводородов в их составе возрастает доля нафтеновых и ароматических структур.

Другой составляющей АСПО являются смолы, представляющие собой конденсированные циклические соединения из ароматических, нафтеновых и гетероатомных систем. Гетероатомы азота, кислорода и серы в смолах образуют соединительные кольца, тем самым выступают в качестве связующего звена. В литературном источнике [7] имеются сведения о том, что в основе структуры молекул смол лежит плоская конденсированная поликарбоциклическая сетка,

состоящая из преимущественно бензольных колец. В зависимости от химической природы исходной нефтяной системы количество и положение нафтеновых и гетероциклических колец, содержащихся в данной структурной сетке, могут меняться. Строение молекул нефтяных смол можно представить в виде модельных структурных формул (Рисунок 1).

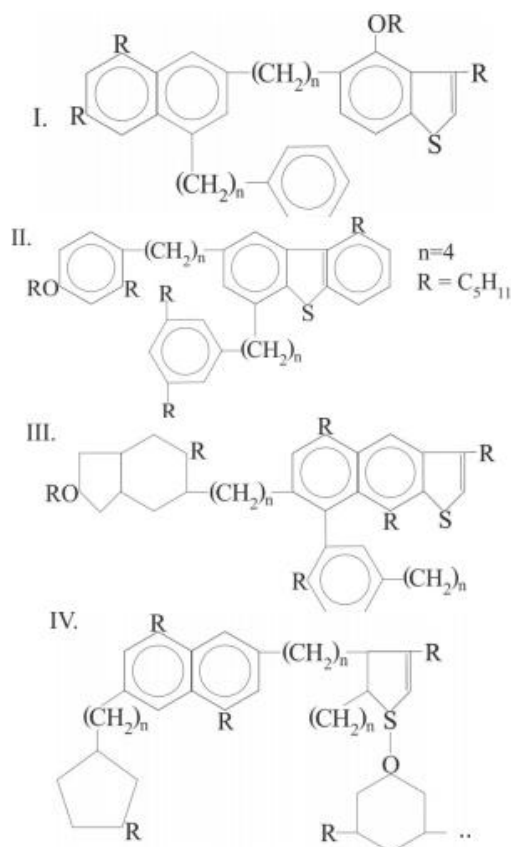


Рисунок 1 – Модельные структурные формулы нефтяных смол [7]

Соединения асфальтенов в АСПО представляют собой наиболее высокомолекулярные полярные компоненты, при нагреве и освещении которых протекают реакции конденсации с образованием карбенов или карбоидов – нерастворимых продуктов с ещё большей молекулярной массой [8, 9]. Отличительной чертой асфальтенов в отличие от других компонентов нефтяных отложений является наличие в их фрагментах трёх ароматических или гетероароматических колец и содержание в молекуле от 4 до 5 фрагментов (Рисунок 2), благодаря чему молекулы асфальтенов имеют практически плоское пространственное строение.

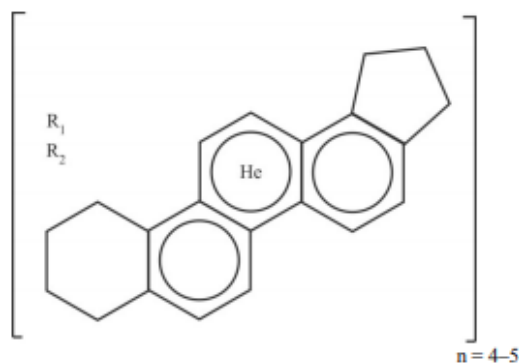


Рисунок 2 – Модельная структурная формула фрагмента асфальтена, где

$$R_1 = 0 \div 1 \text{ CH}_3, R_2 = \text{C}_3\text{H}_7 - \text{C}_{12}\text{H}_{25} \text{ [10]}$$

Все нефтяные отложения подразделяются на три типа (Таблица 1), в зависимости от содержания асфальтенов, смол и парафинов, а также соотношения:

$$\beta = \frac{A+C}{П}, \quad (1)$$

где А, С, П – асфальтены, смолы и парафины, соответственно.

Таблица 1 – Классификация типов нефтяных отложений

Тип нефтяных отложений	Отношение $\beta = \frac{A+C}{П}$
Асфальтовый	$\geq 1,1$
Парафиновый	$\leq 0,9$
Смешанный	$\approx 0,9 \div 1,1$

Соединения смол и асфальтенов родственны по природе, поэтому обычно их рассматривают в качестве единого остатка – САВ, при этом доказано, что смолы стабилизируют диспергированное состояние асфальтенов в нефти. САВ – это конденсированные гетероциклы, в состав которых кроме углерода и водорода входят гетероатомы О, N, S, а также некоторые металлы Fe, Mg, V, Ni, Ca, Cu, Ti, Mo, Cr [11]. В зависимости от природы нефти САВ составляют 40÷70 % мас. тяжелого нефтяного остатка (гудроны, битумы). Больше всего САВ

содержат молодые нефти нафтено-ароматического или ароматического основания (до 50 % мас.), а старые парафинистые нефти метанового основания, как правило, содержат небольшое количество смол – до 1÷4 % мас.

Наличие в нефти САВ в большинстве случаев существенно влияет на процесс образования кристаллов парафина, несмотря на их незначительную долю в составе АСПО. К примеру, по мере увеличения концентрации в нефтяной системе смол, может происходить как замедление роста кристаллов твёрдых углеводородов, так и деформация поверхности кристаллов, способствующее возникновению на них новых центров кристаллизации. Степень проявления той или иной тенденции определяется природой смол и обуславливает соответствующую форму и размер кристаллов парафина.

1.2 Процессы кристаллизации и структура парафиновых отложений

Процесс кристаллизации (образования) парафинов является определяющим условием формирования нефтяных отложений. Процессы накопления парафинов могут происходить в результате действия двух факторов: или за счет возникновения и роста кристаллов непосредственно на поверхности оборудования, или за счет сцепления с поверхностью уже готовых, образовавшихся в потоке твердофазных частиц. Предварительный анализ показал, что существует три коренные версии механизма парафинизации. Согласно первой «осадочно-объёмной» теории кристаллы твёрдых углеводородов формируются в потоке движущейся нефти, затем плавно оседают и закрепляются на металлической поверхности, образуя слой осадка из органических отложений. По второй теории, получившей название «кристаллизационно-поверхностная», кристаллы парафина образуются непосредственно на металлической поверхности, постепенно формируя целые кристаллические комплексы. В таком случае процесс протекает за счёт постоянной подпитки из нефтяного флюида. Вероятно также, что при запарафинивании поверхности, контактирующей с нефтью в условиях подготовки, действует каждый из двух факторов одновременно. Это

обуславливает наличие третьей теории, представляющей собой смешанный механизм, который сочетает все особенности первых двух. При этом состояние и природа поверхности значительно влияют на протекание процесса парафинизации.

Характер кристаллизации твердых углеводородов при снижении температуры нефти зависит от скоростей протекания двух процессов: зарождение кристаллизационных центров и рост кристаллов. Кроме того, наблюдается зависимость данных процессов от температуры. Чем температура ниже, тем выше скорость зарождения центров кристаллизации, но меньше скорость роста кристаллов. Это обуславливает образование большого количества мелких кристаллов парафина при низких температурах и небольшого числа крупных кристаллов при относительно высоких температурах. Причём структура, форма, а также количество кристаллической фазы зависят от ряда параметров: температура и теплота плавления кристаллизующихся компонентов, их растворимость; вязкость среды; наличие ПАВ и различных примесей; скорость охлаждения; степень перемешивания [12].

При протекании процессов кристаллизации нефть теряет свою растворяющую способность, что приводит к выделению ПУ в виде кристаллов и образованию дисперсной фазы [13]. Начальная стадия кристаллизации сопровождается выделением из перенасыщенного раствора мельчайших частиц кристаллизующегося вещества, называемых зародышами кристаллов. Следуя дислокационной теории А.И. Китайгородского [14], на поверхности зародышей кристаллов расположены центры кристаллизации – дислокации, за счёт которых происходит их дальнейший рост. В результате роста зародышей кристаллов могут образовываться структуры парафинов различной формы: пластины, иглы, либо сферолиты – крупные сферические образования (Рисунок 3).

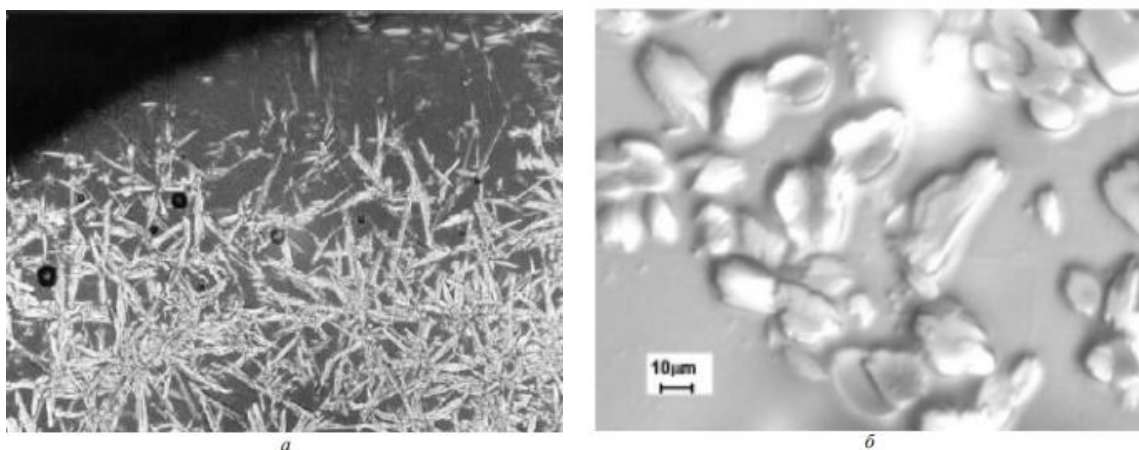


Рисунок 3 – Кристаллы парафиновых углеводородов, где *a* – игольчатая форма, *б* – пластинчатая [15]

В условиях пониженных температур первоначально выкристаллизовываются углеводороды с более высокими температурами плавления, на кристаллической структуре которых последовательно кристаллизуются легкоплавкие углеводороды с меньшим числом атомов углерода в молекуле.

В трудах Ю.П. Гурова [16] рассматривается влияние ароматических компонентов масляной фракции нефти на процесс кристаллизации парафинов. Показано, что ароматика характеризуется пониженной способностью к структурообразованию по сравнению с парафинами. Однако наличие в нефтяной системе САВ способствует кардинальному изменению процесса кристаллизации. Это проявляется как в диспергирующем эффекте, так и в глубоком изменении формы и структуры образующихся кристаллов [3].

Асфальтены способны выступать в процессе кристаллизации только в качестве либо кристаллизационных центров, либо частиц, способствующих агрегировать углеводородные кристаллы. Условием подобного поведения асфальтенов является предварительное термическое разрушение их сольватной оболочки нагреванием. Таким образом, при формировании твёрдой фазы асфальтены выступают как компонент, способствующий укрупнению частиц, превращая их в агрегат сложной структуры.

Роль молекул смол в процессах кристаллизации заключается в способности образовывать с парафинами совместные мелкие кристаллы неправильной формы за счет длинных алкильных цепей. Это происходит поскольку молекула смол направляется полициклической полярной частью наружу, что приводит к затруднению доступа молекул парафина к поверхности кристаллов и невозможности их дальнейшего роста. В случае же отсутствия в молекуле смол длинных алкильных цепей возможности образовывать смешанные кристаллы не существует. Но в силу обладания определенной поверхностной активностью такими молекулами, происходят процессы адсорбции на поверхности кристаллов твердых углеводородов, приводящие к поверхностным перенапряжениям, вследствие чего поверхность кристаллов деформируется из-за смещения слоев. Поверхностная деформация, в свою очередь, способствует образованию активных не блокированных смолами участков, которые служат новыми центрами кристаллизации, в результате чего из нескольких центров кристаллизации формируются кристаллы различных структурных модификаций: дендритная, сферолитная или дендритно-сферолитная. Именно смешанная модификация кристаллической структуры (дендритно-сферолитная), исходя из микроскопических исследований кристаллов, характерна для нефтяных систем.

1.3 Особенности молекулярного строения САВ

На сегодняшний день учёные не могут однозначно установить молекулярную структуру САВ, но известно, что в зависимости от состава растворителя и температуры среды, САВ находятся в нефтяной системе или в коллоидно-диспергированном, или в молекулярно-растворенном состоянии, или в виде макрофазы [17]. Одной из разновидностей моделей строения асфальтеновой молекулы является «пачечная», согласно которой асфальтены имеют слоистое строение и состоят из плоских «пластин», формирующих «пачки». При этом каждая «пластина» образована сконденсированными

ароматическими, нафтеновыми и гетероциклическими кольцами, связанными между собой за счёт образования комплекса с переносом заряда.

Большую сложность при построении модели молекул асфальтенов представляет их способность к адаптации в конкретной окружающей среде (сырая нефть, нефтепродукты) в результате изменения равновесной молекулярной структуры. Чтобы построить предполагаемые модели молекул асфальтенов, проводились исследования при их небольшом нагревании в условиях ультравысокого разряжения (10^{-10} мбар), которые позволили выявить около 150 индивидуальных молекул асфальтенов [18]. Далее с применением методов атомно-силовой и сканирующей туннельной микроскопии было выяснено, что в абсолютном большинстве случаев рассматриваемые молекулы асфальтенов состоят из конденсированного ароматического ядра с короткими боковыми цепочками по периферии. Такая модель молекулы асфальтенов, получившая название «континентальной» или «островной», представлена на рисунке 4.

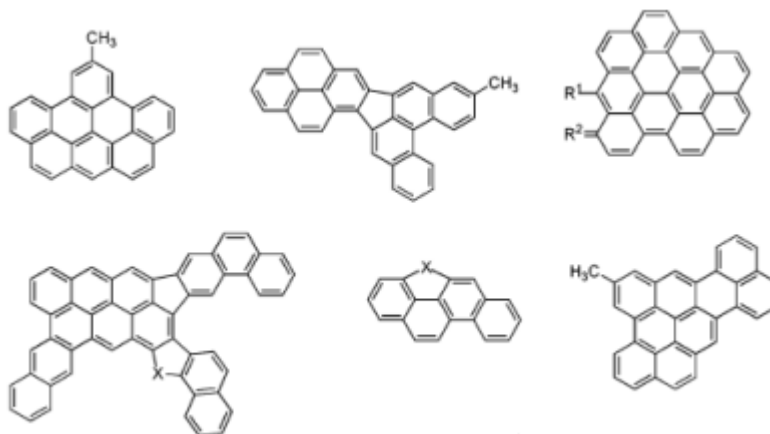


Рисунок 4 – Модели молекул асфальтенов континентального типа [18]

Согласно литературным данным [19], асфальтеновые молекулы континентального типа обладают высокой ароматичностью, степенью конденсированности ароматических колец и долей полярных фракций, а также низким отношением водорода к углероду.

Однако предположения об островной модели строения молекул асфальтенов подвергались серьезной критике [20], основанной на спорной

применимости ряда методов для исследования и ошибках в интерпретации экспериментальных данных. Поэтому в связи с сомнениями в правильности модели континентального типа, была предложена альтернативная модель асфальтеновой молекулы, которая на сегодняшний день считается более адекватной. Новая модель, именуемая как «архипелаг», включает в себя небольшие ароматические кластеры. Ароматические ядра связаны соединены между собой алифатическими $-(CH_2)_n-$, сульфидными $-S-$, сложноэфирными $-C(O)-O$ и эфирными $-O-$ мостиками (Рисунок 5), что находит подтверждения в исследованиях продуктов термического и химического разложения, гидролиза, селективного окисления асфальтенов хроматографическими и спектральными методами анализа.

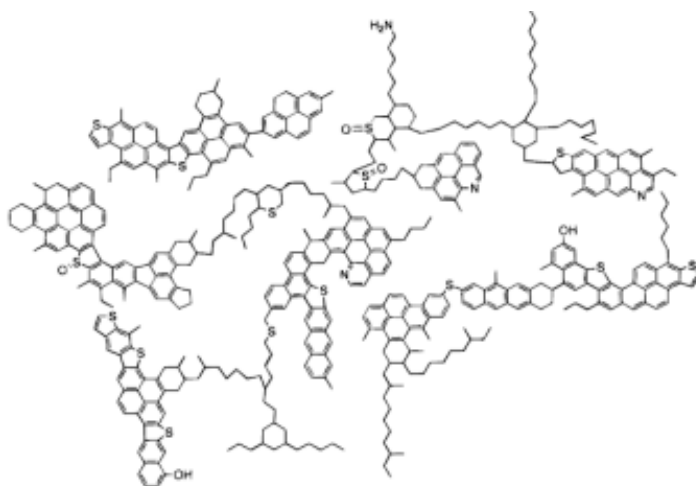


Рисунок 5 – Модель молекул асфальтенов архипелагового типа [21]

На данный момент принято считать, что не существует однозначной позиции относительно роли асфальтенов в процессах образования АСПО [15]. Одни авторы [22] утверждают, что нет прямых доказательств о взаимоусиливающих воздействиях при формировании нефтяных отложений твердых предельных углеводородов на асфальтены (или же наоборот асфальтенов на ПУ), основываясь на единстве химического состава АСПО парафинового типа и выделенных из нефти асфальтенов. Другие авторы [23] придерживаются мнения, что асфальтены, выделенные из АСПО, характеризуются меньшей ароматичностью и повышенным содержанием

гетероатомов по сравнению с асфальтенами, содержащимися в нефти. Также имеются исследования [24] о различии между свойствами твердых осадков, образующихся при взаимодействии асфальтенов с ПУ, и свойств образующих их компонентов.

1.4 Механизм образования нефтяных отложений

Во многих литературных источниках стирается разница между понятиями нефтяные и парафиновые отложения, а накопление отложений на поверхностях нефтепромыслового оборудования именуется как «парафинизация» по причине преобладания в отложениях ПУ. Однако одни лишь парафиновые отложения характеризуются хрупкостью и низкой сцепляемостью с поверхностью промыслового оборудования и в основном не представляют существенной проблемы. Наличие САВ способствует образованию плотных АСПО, которые прочно сцепляются с металлической поверхностью, формируя подложку для отложения парафинов. Поверхность такой подложки обладает повышенной шероховатостью, выполняя роль фундамента для отложений парафинов. При небольших концентрациях САВ нефтяные отложения представляют собой слой с рыхлой структурой и низкими механическими характеристиками [25]. Таким образом, присутствие САВ, как поверхностно-активной составляющей нефти, играет важную роль в процессах адсорбции и адгезии твердых компонентов, поэтому при изучении механизма образования нефтяных отложений необходимо рассматривать и парафиновую, и смолисто-асфальтовую составляющие АСПО.

Однако всё же решающую роль в вопросах механизма образования и роста нефтяных отложений играет транспорт частиц парафина в пограничном ламинарном слое под действием молекулярной диффузии. В результате естественного остывания транспортируемого сырья под воздействием более низких температур окружающей среды в тонком пристенном слое возникает радиальный температурный градиент, наличие которого способствует образованию градиента концентрации парафина и движению растворённых

частиц парафина к стенкам нефтепромыслового оборудования. При этом предельные значения температур (t_{\max}) располагаются над осью трубопровода, по мере удаления от неё показатели уменьшаются. Снижение температуры происходит в соответствии с изотермами: $t_1 < t_2 < t_3$ (Рисунок 6).

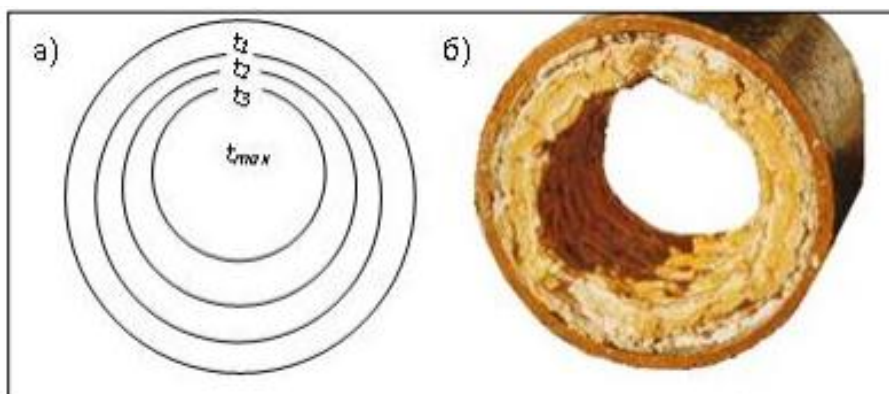


Рисунок 6 – Распределение температурного слоя по сечению трубопровода (а), нефтяные отложения на стенках трубопровода (б) [26]

Вследствие действия броуновского движения в пограничном слое, парафиновые частицы соударяются со стенкой трубы, и при условии, что силы, отвечающие за удержание частицы на поверхности, превышают инерционные, частица закрепляется на поверхности и начинаются процессы кристаллизации. В первую очередь кристаллизации подвергаются наименее растворимые углеводороды с относительно большой молекулярной массой. Скорость роста нефтяных отложений на стенках оборудования за счет молекулярной диффузии определяется законом Фика [27]:

$$\frac{dG}{dt} = A \cdot D_m \cdot \frac{dC}{dr}, \quad (2)$$

где G – масса осажденного осадка, кг; t – время, с; A – площадь поверхности осаждения, m^2 ; D_m – коэффициент молекулярной диффузии, m^2/c ; C – объемная доля растворенных в нефти частиц парафина; r – радиус трубопровода, м.

Уравнение (2) показывает, что интенсивность образования АСПО определяется концентрацией частиц парафина в единице объёма и толщиной диффузионного слоя.

1.5 Факторы, влияющие на интенсификацию образования нефтяных отложений

Известно, что процесс образования АСПО в системе транспорта, сбора и подготовки нефти интенсифицируется многими факторами, основными из которых являются [28]:

- снижение давления на забое и по стволу скважины;
- снижение температуры потока нефти до температуры ниже, чем ТНКП;
- гидродинамический режим течения скважинной продукции;
- компонентный нефтяной состав;
- обводнённость нефти и соотношение объемов фаз;
- электрокинетические явления;
- состояние поверхности труб.

Также интенсивность образования нефтяных отложений зависит от преобладания из приведённого выше перечня одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, в результате чего количественный и качественный составы АСПО не являются постоянными.

При установлении забойного давления ниже, чем давление насыщения нефти газом происходит нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы с последующим интенсивным разгазированием нефти [29]. В результате объём газовой фазы увеличивается, а жидкая фаза дестабилизируется, что приводит к выделению из неё кристаллов парафинов. Поскольку состояние равновесия системы нарушается в пласте, выпадение парафинов возможно как в пласте, так и в скважине, начиная от забоя.

Наибольшую значимость в процессах интенсификации образования АСПО присваивают температурному фактору. По мере снижения температуры нефти уменьшается свобода действия молекул (расстояние между ними уменьшается).

В результате возникает большое количество групп связанных молекул, показатель плотности нефти увеличивается, а её растворяющая способность снижается. Характер распределения температуры по стволу скважины зависит от 2 факторов [29]:

- интенсивности теплопередачи от движущейся по стволу скважинной продукции окружающим породам;
- расширения газожидкостной смеси и её охлаждения, вызванного работой газа по подъему жидкости.

Также интенсивность образования нефтяных отложений во многом зависит от гидродинамического режима течения потока. При ламинарном режиме скорость образования АСПО достаточно мала. По мере турбулизации потока до определённой скорости интенсивность отложений сначала возрастает, но дальнейший рост скорости движения газожидкостной смеси ведёт к уменьшению интенсивности отложений. Таким образом, высокие скорости движения смеси позволяют удерживать парафин во взвешенном состоянии и уносить их из скважины. Кроме того, большая скорость движения смеси может обеспечить отрыв кристаллов парафина с поверхности. Но среди некоторых исследователей есть мнение, что интенсивность образования нефтяных отложений необходимо связывать не с переходом одного гидродинамического режима в другой, а со скоростью потока, характерной для данного типа нефти.

Состав нефти также определяет интенсивность образования АСПО. Увеличение соотношения САВ:парафины приводит к снижению ТНКП. При больших концентрациях асфальтенов проявляется их депрессорное действие. То есть асфальтены могут выступать зародышами центров кристаллизации и в результате совместной кристаллизации с парафинами образовывать не сплошную, а точечную структуру, благодаря которой парафин перераспределяется между множеством мелких центров, что существенно замедляет процессы выделения парафинов на поверхности [30]. Однако смолы, напротив, способствуют формированию ленточных агрегатов парафиновых

кристаллов и их прилипанию к поверхности, препятствуя воздействию асфальтенов на парафин.

На сегодняшний день не изучен в полной мере вопрос механизма образования АСПО в случае высокообводнённой нефти. Имеются довольно противоречивые данные, указывающие как на увеличение, так и на снижение интенсивности формирования нефтяных отложений с увеличением обводненности НДС. В результате исследования Коробова Г.Ю. [31] выяснилось, что седиментационная устойчивость безводной нефти при увеличении содержания САВ остаётся практически без изменений и никак не влияет на количество нефтяных отложений. Однако при исследовании обводнённых нефтей наблюдается рост количества осадка по мере увеличения содержания САВ. Это связано с образованием бронирующих оболочек на за счёт природных ПАВ, концентрирующихся на границе раздела фаз вода-нефть, что приводит к повышению устойчивости водонефтяной эмульсии. Вероятно, в случае образования нефтью устойчивой эмульсии эмульгированная вода вовлекается в формирование отложений и, как следствие, наблюдается значительное увеличение массы образующихся АСПО.

Электрокинетические явления, вызывающие электризацию как поверхности стенок труб, так и поверхности самих кристаллов ПУ, также относят к факторам, влияющим на образование нефтяных отложений. В силу того, что процесс образования АСПО носит адсорбционный характер, неизбежны процессы возникновения ДЭС на поверхности контакта парафина с потоком нефти [29]. Когда происходит механическое нарушение состояния равновесия ДЭС, на трубной поверхности или парафиновом слое возникают нескомпенсированные электрические заряды, что усиливает адгезию парафина к металлической поверхности труб.

Состояние внутренней поверхности труб, а также материал, из которого их изготавливают, определяет скорость формирования отложений. Мельчайшие неровности и шероховатости служат очагами вихреобразования, способными усиливать перемешивание жидкости и замедлять скорости движения жидкости у

стенки трубопровода. Эти процессы являются причиной образования центров кристаллизации ПУ, обладающих повышенной адгезией на внутренней поверхности стенок. На рисунке 7 показано влияние шероховатости труб на интенсивность образования нефтяных отложений.

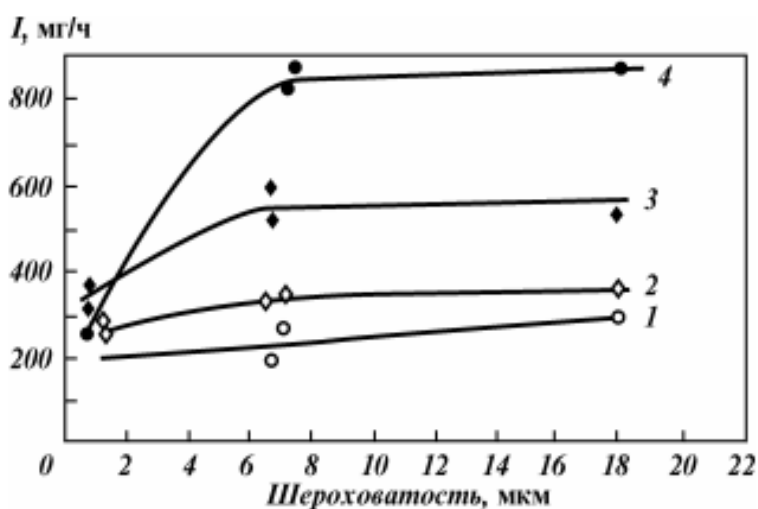


Рисунок 7 – Изменение интенсивности (I) отложений парафина на поверхности в зависимости от различной шероховатости при дебитах скважин, т/сут: 1 – 23; 2 – 42; 3 – 61; 4 – 76.

Влияние материала оборудования сказывается следующим образом [29]: чем больше значение полярности материала, тем меньше интенсивность образования АСПО (за счет снижения адгезии кристаллов парафинов) и меньше скорости, при которых будет происходить смыл нефтяных отложений.

Появление в НДС песка и других механических примесей не оказывает существенного влияния на степень накопления нефтяных отложений.

2 АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С НЕФТЯНЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

Проводимые мероприятия по борьбе с нефтяными отложениями на этапах добычи и промысловой подготовки нефти могут быть направлены либо на удаление уже сформировавшихся АСПО на внутренней поверхности оборудования, либо на предотвращение их образования (Рисунок 8).



Рисунок 8 – Классификация способов борьбы с нефтяными отложениями [15]

Согласно механизму воздействия все методы борьбы с нефтяными отложениями можно классифицировать следующим образом.

1) Тепловые методы

Предотвращение процесса накопления осуществляют путём установления температуры НДС выше, чем ТНКП с помощью применения различных нагревателей – линейные нагреватели (греющие кабельные линии), индукционные устройства локального прогрева. Процесс удаления нефтяных отложений проводится закачкой нагретого жидкого теплоносителя – нефти или воды, а также обработкой горячим паром. Такое нагревание способствует тому, что любые отложения, включая те, которые не полностью перешли в жидкое состояние, могут уноситься потоком, поскольку расплавленный слой отложений

не обладает высокой адгезией для удержания на поверхности металла. Малая эффективность метода заключается в том, что при дальнейшей транспортировке парафинистой нефти возрастает высокий риск вторичного выпадения парафина в трубопроводе вследствие снижения температуры потока. Процесс вторичного образования отложений может оказаться настолько интенсивным, что после нескольких промывок теплоносителем возможно образование парафиновой пробки в выкидной линии [28]. Кроме того, группа термических методов характеризуется высокой энергоёмкостью, электро- и пожаровзрывоопасностью.

2) Механические методы

Данные методы осуществляются с помощью разных конструкций очистных устройств, используемых для периодической очистки внутренних поверхностей нефтепромыслового оборудования от накопленных отложений. В качестве очистных устройств используют: скребки, эластичные резиновые шары (торпеды), перемешивающие устройства. Механические методы являются трудоёмкими, требующими вынужденной остановки линий.

3) Физические методы

Предполагают воздействие вибрационных и ультразвуковых колебаний, а также действие магнитных и электромагнитных полей, которые создают условия для предотвращения формирования АСПО. Воздействие вибрации и ультразвука вызывает в структуре отложений колебания, стимулирующие внутренние микроперемещения, которые препятствуют осаждению АСПО на стенках оборудования. Магнитные методы обработки нефти получили широкое распространение после появления высокоэнергетичных магнитов нового поколения на основе редкоземельных металлов типа «неодим-железо-бор» или «самарий-кобальт». Такие магниты, которые содержат в своём составе редкоземельных металлы, превышают в $8\div 11$ раз показатели удельной энергии по сравнению с обыкновенными магнитными системами на ферритной основе.

4) Химические методы

Основаны на дозированной подаче ингибиторов нефтяных отложений. Современные производимые ингибиторы в своём составе содержат

депрессаторы – вещества, снижающие ТНКП и модификаторы, или диспергаторы, – вещества, снижающие структурную связь и монолитность отложений. Для удаления АСПО в скважинном и нефтепромысловом оборудовании применяются углеводородные растворители. Эффективность данного метода высокая, однако он требует больших экономических затрат, поэтому обработка химическими реагентами используется в основном на скважинах, где применение других методов не даёт результата или невозможно.

2.1 Современные решения проблемы накопления нефтяных отложений

С практической точки зрения профилактика нефтяных отложений является менее дорогостоящей процедурой, чем постоянное удаление АСПО. Это достигается за счет сокращения простоя оборудования и снижения затрат на перекачку скважинной продукции. Поскольку нефтяные отложения не несут особой ресурсной ценности в их переработке, возникает проблема утилизации АСПО. Выходит, что с экологической точки зрения предотвращение АСПО также выгоднее, поскольку уменьшается негативное воздействие на окружающую среду из-за отсутствия твёрдых отходов. Поэтому в следующих разделах будут рассмотрены современные технические решения, направленные на предупреждение нефтяных отложений.

2.1.1 Применение специальных покрытий

Данный технологический метод предупреждения нефтяных отложений нашёл применение на многих месторождениях. Как было выяснено ранее, шероховатость поверхности оборудования способствует интенсификации накопления АСПО. Метод заключается в покрытии внутренней поверхности гидрофильными материалами с характерной слабой адгезионной способностью к отложениям парафина (стеклоэмали, бакелит, эпоксидные смолы, полиамиды и т.д.), позволяющими создать гладкую поверхность и замедлить образование отложений, которые будут легко смываться движущимся газожидкостным потоком.

Такой эффект снижения скорости образования отложений достигается благодаря двум механизмам:

- уменьшение шероховатости поверхности труб;
- изменение полярности материала стенки.

Адгезионные силы отложений к поверхности материала измеряют при тангенциальной нагрузке, используя специальную установку. Таким образом было выяснено, что некоторые материалы (полиэтилен, фторопласт-4, эбонит и капроны некоторых марок) интенсивно подвергаются парафинизации спустя некоторое время. На месторождениях «Газпромнфеть-Восток» и «Лукойл-Западная Сибирь» хорошо себя зарекомендовала технология покрытия Majorpack [33], состоящего из интерметаллидного слоя, являющегося протекторной защитой, поверх которой наносится многокомпонентный полимер, обладающий гидрофобными свойствами, что способствует снижению вероятности накопления нефтяных отложений на стенках НКТ (Рисунок 9).

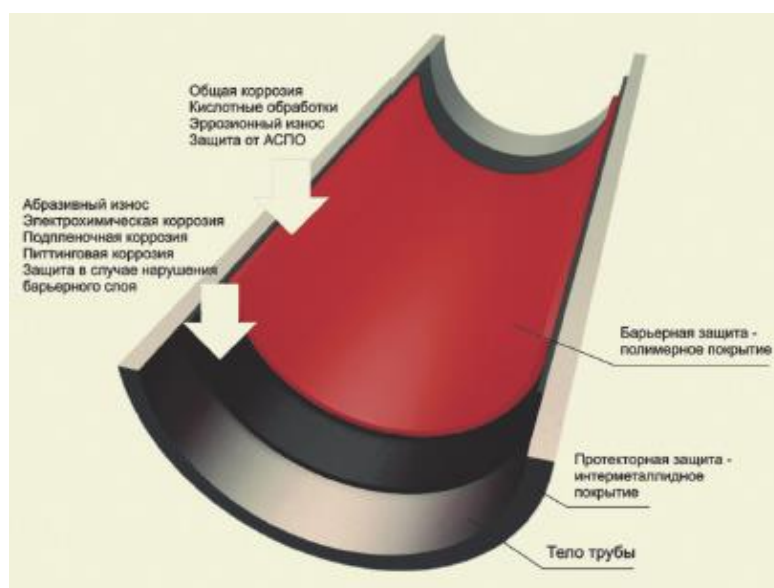


Рисунок 9 – Конструкция барьерной и протекторной защита Majorpack [34]

На рабочей поверхности труб с покрытием Majorpack не было выявлено никаких механических повреждений, не наблюдалось следов коррозии, отложений АСПО, поэтому результат применения покрытия был признан положительным. На месторождениях предприятия «Лукойл-Западная Сибирь»

технология Majorpack позволила увеличить МРП до 1400 суток [33], также не было зафиксировано случаев отказа оборудования.

На рисунке 10 приведены материалы защитных покрытий для предупреждения нефтяных отложений.

Материал	Тип, марка материала	Теплостойкость, °С	Абразивная стойкость по Моосу	Интегральная гладкость, %	Диэлектрическая проницаемость
Стекло	АБ-1	400	5	100	6,7
Эмаль	3132	220	5	87	7,2
Эпоксидная смола	ЭД-40	80	2	96	4,2
Бакелитовый лак	БЭЛ	80	2	90	4,9
Сталь	...	1200	5	70	-
Алюминий	АМГ	550	3	92	-
Хром	покрытие	1600	6	100	-
Никель	покрытие	1200	6	98	-
Полиэтилен	пленка	85	2	68	2,2
Метилстирол	пленка	80	3	100	2,3
Гидрофобный лак	КО-815	150	3	100	2,6
Оргстекло	листы	85	3	100	3,6

Рисунок 10 – Материалы защитных покрытий и их свойства

Из рисунка 10 следует, что хорошими гидрофильными свойствами, а значит и слабой адгезионной способностью к отложениям парафина обладают: стекло, хром, метилстирол, оргстекло, гидрофобный лак. Однако многие изданных материалов являются дорогостоящими в применении. А покрытие из стекла вовсе разрушается из-за хрупкости и отсутствия сцепления с металлической поверхностью трубы. Поэтому на производстве чаще применяют эмалевое и эпоксидное покрытия – они недорогие и более технологичные.

2.1.2 Применение ингибиторов АСПО

Химический метод предотвращения АСПО характеризуется высокой эффективностью и пролонгированным действием, за счёт чего получил широкое распространение на месторождениях. Метод основан на дозированной подаче

ингибитора (композиции химических веществ) в скважинную продукцию с помощью специальных устройств, например, устьевых блоков подачи реагента (УБПР). Действие ингибиторов нефтяных отложений заключается в протекании адсорбционных процессов на границе раздела фаз между жидкостью и твердым телом. Химические реагенты, ингибирующие процессы парафинизации, классифицируют на группы, отличающиеся механизмом действия: смачивающие, модификаторы, депрессоры и диспергаторы (Таблица 2).

Таблица 2 – Классификация ингибиторов нефтяных отложений [15, 35, 36]

Группа	Действующий компонент	Механизм действия
Смачивающие реагенты	Смеси водорастворимых ПАВ, полиакриламидов, кислых органических фосфатов, силикатов щелочных металлов	В результате адсорбции образуют на металлической поверхности гидрофильную пленку, препятствующую прилипанию кристаллов ПУ
Модификаторы	Атактический пропилен, низкомолекулярный полиизобутилен, сополимеры этилена и сложного эфира, азот-, серо- и хлорсодержащие ПАВ средней полярности	Видоизменяют и диспергируют кристаллы ПУ, что уменьшает их адгезию и агрегацию, в результате при движении потока нефти кристаллы ПУ находятся во взвешенном состоянии
Депрессоры	Органические неионогенные ПАВ: сложные эфиры, полиолефины, высокомолекулярные спирты	Адсорбируются на кристаллах ПУ, затрудняя их способность к агрегации и накоплению
Диспергаторы	Сульфатированный щелочной лигнин, соли высших жирных кислот, щелочные растворы и ароматические растворители	Образуют адсорбционный слой из молекул реагента на мелких зародышевых кристаллах ПУ, снижая их способность прилипания к поверхности стенок.
Реагенты комплексного действия	Реагенты марки СНПХ, комплексные реагенты двойного действия	Комплексное действие, обладающее синергетическим ингибирующим эффектом

Из таблицы 2 можно заметить, что действующими веществами в ингибиторах АСПО, главным образом, выступают ПАВ или же полимерные вещества. К недостаткам ингибиторов на основе ПАВ относят:

- проявление эффективности лишь на обводнённой нефти;
- низкая депрессорная способность;

- малая продолжительность действия защитного эффекта;
- сильная зависимость эффективности применения от условий режима (температура, дозировка).

Ингибиторы на основе полимеров также имеют ряд недостатков:

- неэффективность в применении на высокообводнённых нефтяных флюидах;
- растворы ингибиторов имеют высокую температура застывания, что в итоге осложняет их эксплуатацию на месторождениях с суровым холодным климатом.

Поэтому на данный момент по-прежнему актуальна разработка присадок комплексного действия, сочетающих в себе моюще-диспергирующие и депрессорные свойства на основе полимерного компонента и композиции ПАВ, обеспечивающие синергетический эффект [37]. Современные ингибиторы нефтяных отложений способны комплексно выполнять функции разрушения эмульсий, защиты от коррозионных повреждений и солеотложений, а также способствовать формированию оптимальных структур газожидкостного потока.

Поскольку каждое месторождение имеет свои отличительные свойства, необходимо индивидуально подбирать соответствующий ингибитор для каждого состава нефти из отдельной скважины. Подбор химических реагентов осуществляют на основе лабораторных и промысловых испытаний, для каждого ингибитора определяется величина его дозирования на тонну добываемой нефти. Эффективность применяемого ингибитора по результатам лабораторных испытаний должна достигать не менее 75 % – в таком случае данный реагент способствует увеличению межочистного периода, но не исключает проведение операций по удалению нефтяных отложений. При достижении эффективности ингибирования от 95 % образование АСПО не происходит.

2.1.3 Магнитная обработка нефти

Рассмотренные ранее химические методы предупреждения АСПО недостаточно изучены с точки зрения влияния введённых в углеводородное

сырьё химических реагентов на последующие стадии подготовки, транспортировки и переработки нефти. На сегодняшний день известно, что большие дозировки применяемых ингибиторов парафиноотложений, присутствующих в углеводородном сырье, могут приводить к негативным последствиям. Данные опасения обуславливают актуальность физических методов предупреждения нефтяных отложений, в частности, метода магнитной обработки нефти.

На практике используют два вида магнитного воздействия на нефть: обработка потока переменным магнитным полем и поточная обработка образцов в постоянном магнитном поле. При эксплуатации нефтяных месторождений применение магнитной обработки способствует снижению не только количества АСПО, но также и солеотложений, а также разделению устойчивых водонефтяных эмульсий. Подбор магнитной системы для конкретного месторождения, скважины необходимо осуществлять с помощью исследований воздействия магнитного поля на конкретный добываемый нефтяной флюид.

Механизм предупреждения АСПО при воздействии магнитным полем на нефтяную систему связан с изменением кристаллической структуры АСПО и направлен на создание в объеме нефти большого числа центров кристаллизации. Водонефтяная эмульсия содержит в своём составе микропримеси различных соединений железа в концентрациях от 10 до 100 г/т [38], представленных в виде агрегатов ферромагнитных микрокристаллов железа (ФМЖ). Под действием постоянного или переменного магнитного поля агрегаты ФМЖ поддаются разрушению. Так как в каждом агрегате содержится от нескольких сотен до нескольких тысяч микрочастиц, то при их разрушении происходит резкий скачок концентрации центров кристаллизации ПУ. В результате разрушения агрегатов кристаллы ПУ выпадают в виде тонкодисперсной устойчивой взвеси, а скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров, выпавших совместно со САВ в твердую фазу кристаллов парафина.

Магнитная обработка нефти на практике реализуется с помощью специальных устройств – магнитных активаторов (магнитных систем),

состоящих из мощных магнитов на основе редкоземельных металлов, удельная энергия постоянных магнитов при этом составляет $35 - 50 \text{ кДж/м}^3$. Возможная схема установки магнитного активатора на трубопроводе показана на рисунке 11.

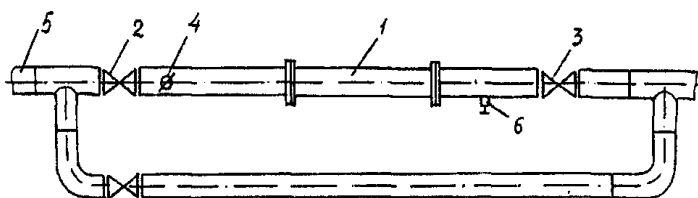


Рисунок 11 – Схема установки магнитной системы на трубопроводе, где
1– магнитная система; 2,3 – задвижки; 4 – устройство с образцами-свидетелями;
5-трубопровод

Конструктивно в корпусе устройства для магнитной обработки нефтей размещается одна, две или три пары постоянных магнитов. В зазоре между двумя магнитными полюсами продвигается нефть. С учетом опыта эксплуатации данных установок они должны отвечать следующим требованиям [39]: вписываться геометрически в конструкцию и не создавать большого гидравлического сопротивления; стабильно обеспечивать (не менее 3 лет) обработку проходящей нефти магнитным полем напряженностью $20 \div 40 \text{ кА/м}$; должно обеспечиваться надёжное закрепление магнитов и их защита от агрессивного воздействия добываемой скважинной продукции.

3 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

3.1 Объекты исследования

На начальных этапах исследование проводилось на модельных растворах нефтяного парафина в керосине разной концентрации. При выполнении экспериментов на реальных НДС объектами исследования послужили образцы нефти с месторождений Западной Сибири: Малоичское месторождение (Новосибирская область), Верхнесалатское месторождение (Томская область) (Рисунок 12).

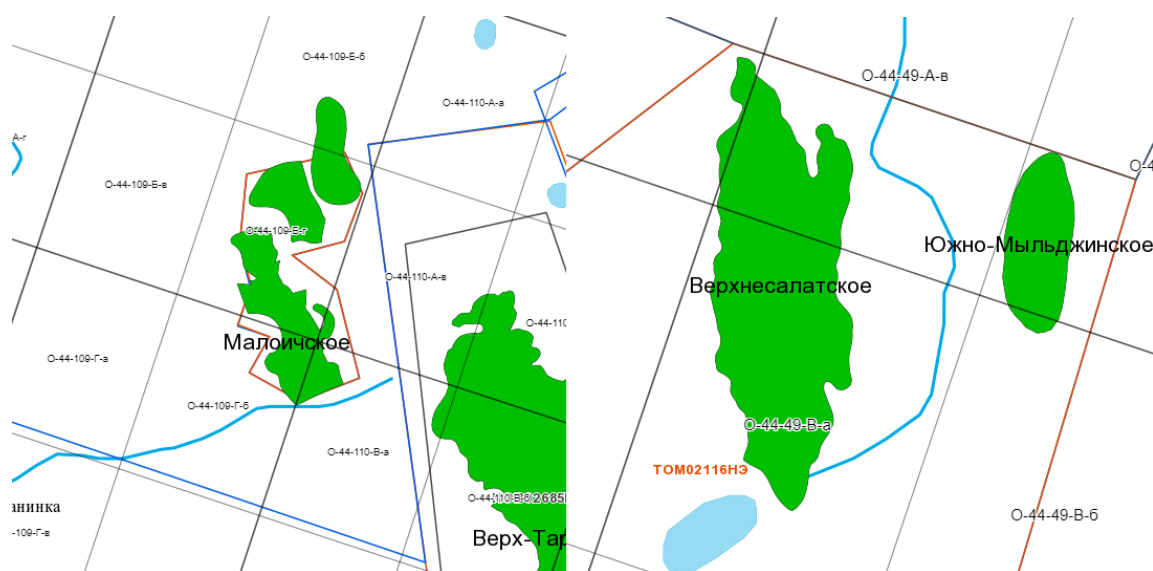


Рисунок 12 – Малоичское и Верхнесалатское месторождения [40]

3.2 Методы исследования составов и характеристик нефтей

Определение температуры застывания

Измерение температуры застывания (Тз) нефти проводилось с использованием измерителя низкотемпературных показателей нефтепродуктов (ИНПН) «Кристалл» (Рисунок 13). Метод определения температуры застывания (метод Б) соответствует ГОСТ 20287–91 [41].



Рисунок 13 – ИНПН «Кристалл»

Сущность метода заключается в охлаждении образца нефти до температуры ниже предполагаемой температуры застывания на $5 \div 15$ °С. Температура образца контролируется электронным датчиком, закрепленным в датчике застывания и размещаемом в образце нефти. После достижения заданной температуры охлаждения на поверхность пробы опускается груз. Если проба застыла (т.е. световой поток перекрыт), то криостат переходит в режим нагревания и снова начинается подвижка груза (т.е. световой поток открывается). Сигнал от приёмного светодиода поступает на входной усилитель электронного блока управления. Температура, при которой сигнал с датчика застывания максимален, считается температурой застывания исследуемого образца. Погрешность определения температуры застывания составляет не более 2 °С. Максимальное время измерения – 25 минут.

Определение молекулярной массы

Молекулярная масса определялась по криоскопическому методу, представленном в ASTM D2224-78 [42], с помощью установки КРИОН-1. Принцип действия установки основан на измерении депрессии температуры (ΔT), представляющей разницу между температурой кристаллизации чистого растворителя (бензола) и раствора испытуемого вещества. Затем полученное значение температурной депрессии используется в формуле для расчёта молекулярной массы вещества [43]:

$$M = K \cdot \frac{1}{\Delta T} \cdot \frac{G_1}{G_2} \cdot 10^3, \quad (3)$$

где M – молекулярная масса испытуемого образца, г/моль; K – справочное значение криоскопической постоянной растворителя, °С·г/моль; ΔT – депрессия температуры, °С; G_1 – масса пробы, г; G_2 – масса растворителя, г.

Внешний вид установки КРИОН-1 представлен на рисунке 14.



Рисунок 14 – Установка КРИОН-1

Определение содержания воды

Количество содержащейся воды в нефти определялось по методу Дина и Старка согласно ГОСТ 2477–2014 [44]. Метод основан на азеотропной перегонке пробы нефти с растворителем (нефрас) и измерении объёма сконденсированной воды в приёмнике (Рисунок 15).

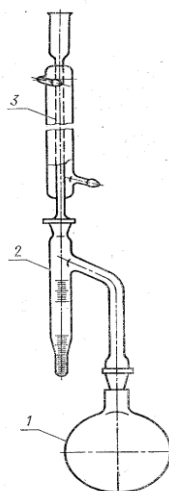


Рисунок 15 – Прибор Дина и Старка [44], где:

1 – круглодонная колба; 2 – приёмник-ловушка; 3 – обратный холодильник.

При выполнении эксперимента регулировали скорость падения капель путём изменения температуры колбонагревателя. Испытание проводили до тех пор, пока объём воды в приёмнике-ловушке стал неизменным. Продолжительность перегонки составляет от 30 до 60 мин. Массовую долю воды в нефти вычисляли по формуле:

$$X_{H_2O} = \frac{V_o}{m} \cdot 100\%, \quad (4)$$

где V_0 – объём воды в приемнике-ловушке, см^3 ; m – масса пробы, г.

Проведение SARA-анализа нефти

SARA-анализ нефти был проведён методом жидкостно-адсорбционной хроматографии, включающим использование хроматографической колонки (Рисунок 16), заполненной твердым сорбентом (силикагель), и соответствующих растворителей.

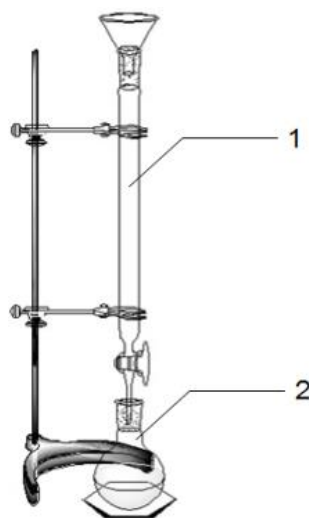


Рисунок 16 – Установка для проведения SARA-анализа методом жидкостно-адсорбционной хроматографии [45], где:

1 – хроматографическая колонка, 2 – колба-приёмник.

Метод жидкостно-адсорбционной хроматографии основан на распределении веществ между подвижной (элюентом) и неподвижной фазами. Классическая схема SARA-анализа приведена на рисунке 17.



Рисунок 17 – Общая схема SARA-анализа нефти [45]

Осаждение асфальтенов из приготовленного и заранее выдержанного в тёмном месте раствора нефти (1 г) и гексана (40 мл) проводили с использованием фильтровальной бумаги. А оставшийся фильтрат, представляющий собой раствор мальтенов в гексане, разделяли на хроматографической колонке с помощью различных элюентов, представленных в таблице 3.

Таблица 3 – Растворители, применяемые для разделения мальтенов

Наименование фракции	Растворитель	Количество растворителя, мл
Насыщенная	Гексан	200
Ароматическая	Толуол	150
Смолы	Смесь толуола и этанола (1:1)	150

Расчет массовой доли фракций вычисляли по формуле:

$$X_{фр.} = \frac{m_1}{m} \cdot 100\%, \quad (5)$$

где m_1 – масса алканов, ароматики, смол или асфальтенов, выделенных из нефти, г; m – масса нефти, взятая для анализа, г;

Определение плотности и кинематической вязкости

Определение плотности нефти осуществляли при помощи ареометра типа АНТ-1 по ГОСТ 3900-85 [46] (Рисунок 18). Сущность метода заключается в погружении ареометра в нефтепродукт, снятии показаний по шкале ареометра

при температуре определения и пересчёте результатов на плотность при температуре 20 °С.



Рисунок 18 – Ареометр типа АНТ-1

Сущность методики определения кинематической вязкости нефти заключается в измерении стеклянным вискозиметром (Рисунок 19) времени истечения определенного объёма нефти под действием силы тяжести при постоянной температуре.



Рисунок 19 – Вискозиметр ВПЖ

После фиксирования времени истечения нефти определили кинематическую вязкость по формуле [47]:

$$\nu = \tau \cdot C, \quad (6)$$

где τ – среднее время истечения нефти в вискозиметре, с; C – постоянная вискозиметра, мм²/с².

3.3 Методика эксперимента

Разработка комплексного метода по предупреждению накопления нефтяных отложений базировалась на проведении ряда экспериментов по исследованию эффективности:

- магнитной обработки на модельных растворах парафина в керосине;
- магнитной обработки на нефтях Малоичского и Верхнесалатского месторождений;
- комплексного метода, включающего использование химических присадок и магнитной обработки.

Проведение магнитной обработки нефти

При выполнении исследования образцы нефти пропускались через лабораторную установку магнитной обработки нефти (Рисунок 20), включающую ферромагнитную трубу длиной 58 см и установленные на ее внешней поверхности постоянные кольцевые магниты (6÷8 штук) с несколькими переполюсовками.



Рисунок 20 – Установка магнитной обработки нефти

Высокоэнергетичность магнитной системы обусловлена большой величиной магнитной индукция (160÷200 мТл) за счёт наличия в составе редкоземельных металлов. Число прогонов нефти через систему магнитов составило 1, 5 и 15 раз.

Изготовление модельных растворов

Модельные растворы были приготовлены с различным содержанием нефтяного парафина в керосине, соответствующим среднепарафинистым и высокопарафинистым системам (Таблица 4).

Таблица 4 – Модельные растворы

Концентрация нефтяного парафина в керосине, % мас.					
Среднепарафинистые растворы			Высокопарафинистые растворы		
2	4	6	8	10	12

Оценка эффективности ингибиторов нефтяных отложений

Для оценки ингибирующего действия различных способов обработки нефти применяли установку, основанную на методе «холодного стержня» (Рисунок 21).

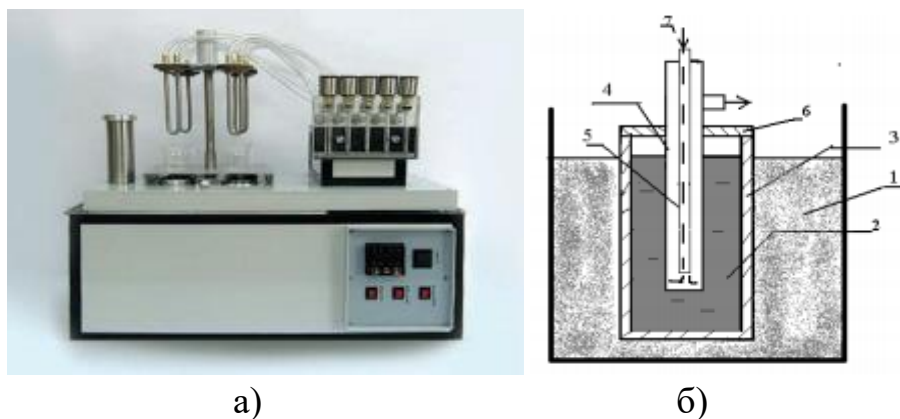


Рисунок 21 – Установка для оценки эффективности ингибирования АСПО:
 а) внешний вид аппарата; б) схема устройства, где 1 – теплоноситель (вода); 2 – нефтяная система; 3 – металлический стакан; 4 – металлический стержень; 5 – металлическая трубка; 6 – корковая пробка; 7 – хладагент

«Холодный стержень» установки имитирует внутреннюю стенку трубопровода. Нагреваемая и перемешиваемая проба нефти омывает стержень, и когда его температура опускается ниже ТНКП, парафины начинают отлагаться на его внешней металлической поверхности, постепенно накапливаться и образовывать отложения. Метод применим для нефти с обводненностью не выше 20 %.

Количество осадка измерялось гравиметрически. Расчёт эффективности ингибиторов парафиноотложений (ингибирующей способности, I, %) рассчитывали по формуле:

$$I = \frac{m_0 - m_1}{m_0} \cdot 100\%, \quad (7)$$

где m_0 – масса АСПО, выделившихся на «холодном стержне» из необработанной нефти (холостая проба); m_1 – масса АСПО, выделившихся на «холодном стержне» из нефти, обработанной ингибитором парафиноотложений.

Экспериментально был установлен оптимальный режим работы установки: время эксперимента 40 мин, навеска нефти 100 г. Также при проведении эксперимента были подобраны оптимальные для количественной оценки отложений градиенты температур (Таблица 5).

Таблица 5 – Температуры для количественной оценки эффективности ингибиторов нефтяных отложений

Температура нефти, °С	Температура стержня, °С	Градиент температур, °С
+30	-10	40
+30	-20	50
+30	-25	55
+40	-20	60

Обработка нефти ингибиторами нефтяных отложений

В качестве присадок, используемых для ингибирования АСПО, применяли известные присадки Flexoil и СНПХ различного механизма действия.

4 РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Результаты исследования на модельных растворах

Для определения влияния в составе нефти ПУ на эффективность действия магнитной обработки были проведены исследования на модельных растворах нефтяного парафина в керосине (Рисунок 22).



Рисунок 22 – Исследование ингибирующей способности магнитной обработки на модельных растворах

Модельные растворы со средним и высоким процентным содержанием парафина пропускали через систему постоянных магнитов в количестве одного прогона. На основе полученных результатов была составлена шкала эффективности действия магнитной обработки на модельную систему (Таблица 6).

Таблица 6 – Шкала эффективности действия магнитной обработки на модельную систему при градиенте температур $\Delta T = 50 \text{ }^\circ\text{C}$

Содержание парафина, % мас.	Среднепарафинистые р-ры			Высокопарафинистые р-ры		
	2	4	6	8	10	12
Ингибирующая способность, I, %	-154,0	2,0	2,7	26,9	30,0	45,5

Исходя из результатов таблицы 6 следует, что применительно к модельным растворам эффективность магнитной обработки возрастает с увеличением содержания парафина. При концентрации 2 % мас. вовсе наблюдается отрицательный эффект ингибирования, поскольку в условиях отсутствия САВ в модели, малых концентраций парафина недостаточно для образования большого числа центров кристаллизации, что в результате приводит к образованию сплошной структуры, способствующей быстрому запарафиниванию поверхности.

Результаты определения характеристик и состава нефтей

Дальнейшие эксперименты были проведены с использованием уже не модельных растворов, а реальных НДС. Экспериментально были определены некоторые физико-химические свойства, а также структурно-групповой состав объектов исследования (Таблицы 7 и 8).

Таблица 7 – Результаты определения физико-химических свойств нефтей

Месторождение	Температура застывания, °С	Молекулярная масса, г/моль	Кинематическая вязкость, мм ² /с	Плотность, кг/м ³	Содержание воды, % мас.
Малоичское	-1,3	234	19,35	919	0,41
Верхнесалатское	+18,8	177	6,80	849	0,99

Таблица 8 – Результаты определение структурно-группового состава нефтей

Месторождение	Содержание в нефти, % мас.			
	Парафиновые углеводороды	Ароматические углеводороды	Смолы	Асфальтены
Малоичское	4,35	87,98	5,37	2,3
Верхнесалатское	10,5	88,10	1,40	Отсутствуют

Таким образом, нефть с Малоичского месторождения можно охарактеризовать как тяжелую, среднепарафинистую, смолистую и малообводнённую. Нефть с Верхнесалатского месторождения – лёгкая,

высокопарафинистая, малосмолистая и так же, как и предыдущая нефть, имеет малое содержание воды.

Результаты определения оптимального числа прогонов нефти через магнитную установку

Эксперимент был направлен на определение оптимального числа прогонов через магнитную систему, благодаря которому обеспечивалась бы максимальная степень ингибирования АСПО. При эксперименте также реализовывался динамический режим движения нефтяного флюида, соответствующий реальному движению нефти в нефтепроводе. На рисунке 23 представлена зависимости массы АСПО на поверхности «холодного стержня» от числа прогонов Малоичской нефти через магнитную систему при различном градиенте температур.

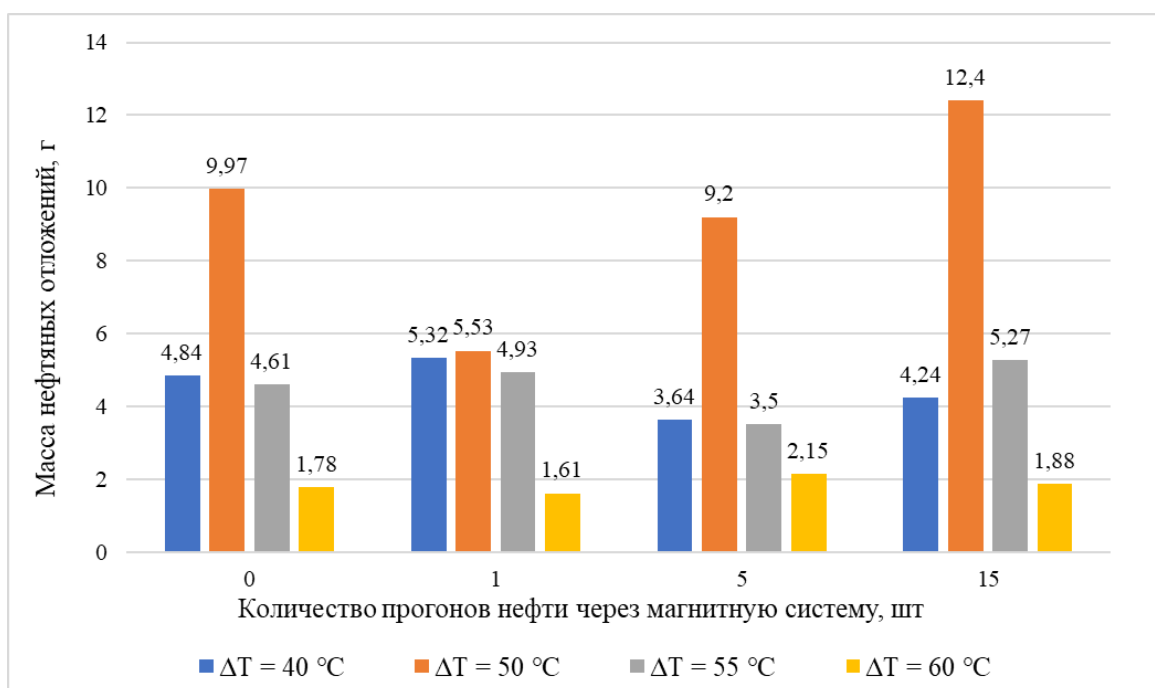


Рисунок 23 – Зависимость количества нефтяных отложений от количества прогонов Малоичской нефти через систему магнитов

На основе данных о количестве образовавшихся отложений по формуле (7) была рассчитана ингибирующая способность магнитной обработки при различных количествах прогонов Малоичской нефти. Результаты расчётов представлены на рисунке 24.

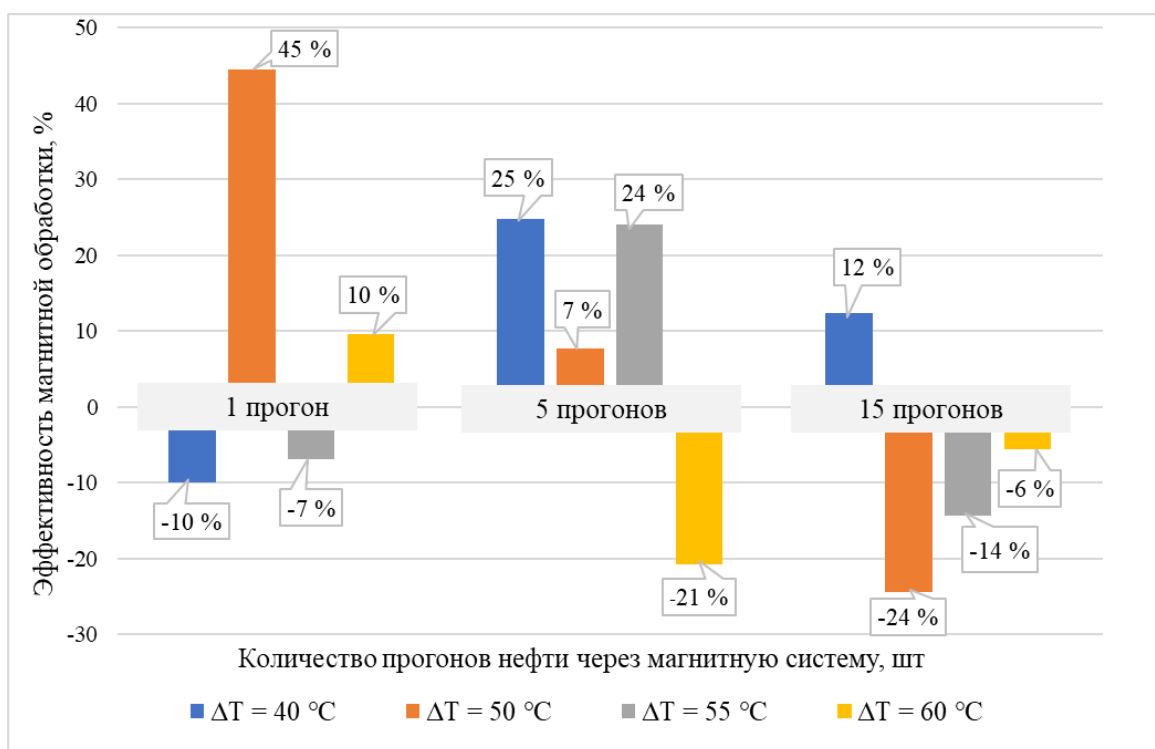


Рисунок 24 – Эффективность магнитной обработки Малоичской нефти от количества прогонов через магнитную систему

Из рисунка 24 следует, что наибольшая ингибирующая способность магнитной обработки ($I = 45\%$) достигается уже при однократной обработке нефти. Причём при данном же температурном градиенте ($\Delta T = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$) также прослеживается положительная ингибирующая способность при 5 прогонках, но уже величина эффективности незначительная ($I = 7\%$). Небольшую эффективность ($I = 24\%$) проявляет магнитная обработка при 5 прогонах нефти в условиях температурного градиента $\Delta T = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$, а также пятикратная обработка при $\Delta T = 55\text{ }^{\circ}\text{C}$ с ингибирующей способностью равной $I = 24\%$. Кроме того, прогонка при $\Delta T = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ закрепила свой положительный результат ($I = 12\%$) на последующих прогонках, в отличие от последней. Наихудший результат показала обработка при 15 прогонах нефти через магнитную систему. Данные неоднозначные результаты исследования могут быть обусловлены тем, что в условиях различного температурного фактора и меняющейся длительности магнитной обработки происходит перестраивание кристаллических структур, которое может приводить, как к разрушению парафиновых агрегатов, так и к

последующему повторному их формированию. Также возможно, что по мере увеличения температурного интеграла в осадок попадают не только высокомолекулярные ПУ, но и низкомолекулярные алканы, характеризующиеся меньшими температурами, начала кристаллизации.

Результаты исследования влияния состава нефти на эффективность магнитной обработки

Для того, чтобы оценить влияние состава нефти на ингибирующую способность магнитного поля, обработке были подвержены среднепарафинистая Малоичская нефть, а также высокопарафинистая Верхнесалатская нефть (Рисунок 25).



Рисунок 25 - Исследование ингибирующего действия магнитной обработки на Верхнесалатской нефти

Обработку осуществляли путём однократного пропуски нефти через магнитную систему. Оценка ингибирующего действия по методу «холодного стержня» проводилась при температурном градиенте $\Delta T = 50$ °С. Результаты исследования представлены на рисунке 26.

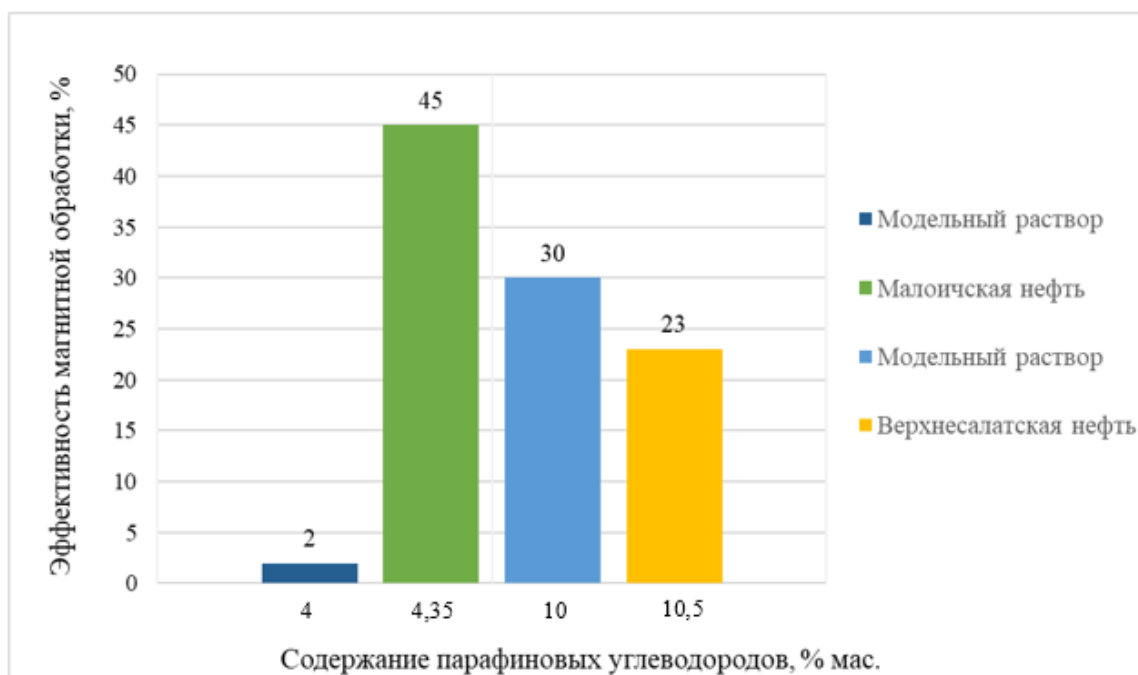


Рисунок 26 – Результаты исследования влияния состава нефти на эффективность магнитной обработки

Из рисунка 26 следует, что при переходе от модельных растворов к реальным нефтяным дисперсным системам может происходить как рост, так и уменьшение ингибирующей способности магнитной обработки. Это зависит не столько от концентрации парафиновых углеводородов, сколько от наличия смолисто-асфальтеновых веществ. В Малоичской нефти имеются в составе асфальтены, которые могут выступать зародышевыми кристаллизационными центрами и в результате сокристаллизации с парафинами образовывать не ленточную, а точечную структуру. Это позволяет перераспределяться парафиновым углеводородам между множеством мелких центров, что существенно замедляет процессы выделения парафинов на поверхности и обуславливает высокую ингибирующую способность магнитной обработки ($I = 45\%$). Однако нефть с Верхнесалатского месторождения характеризуется наличием в небольших количествах смол и полным отсутствием в своём составе асфальтенов. Это способствуют образованию сплошных ленточных агрегатов парафиновых кристаллов и их прилипанию к поверхности, в результате чего снижается эффективность применения магнитной обработки нефти ($I = 24\%$).

Результаты исследования эффективности применения присадок

В качестве присадок применяли присадку комплексного действия (СНПХ), а также депрессорного (модифицирующего) действия (Flexoil) на основе сложных эфиров акриловой и метакриловой кислот. В нефтяную систему вводили дозировку присадок в количестве 0,03 и 0,05 % мас. Было проведено исследование ингибирующей способности только одних присадок. Результаты эксперимента приведены на рисунках 27 и 28.

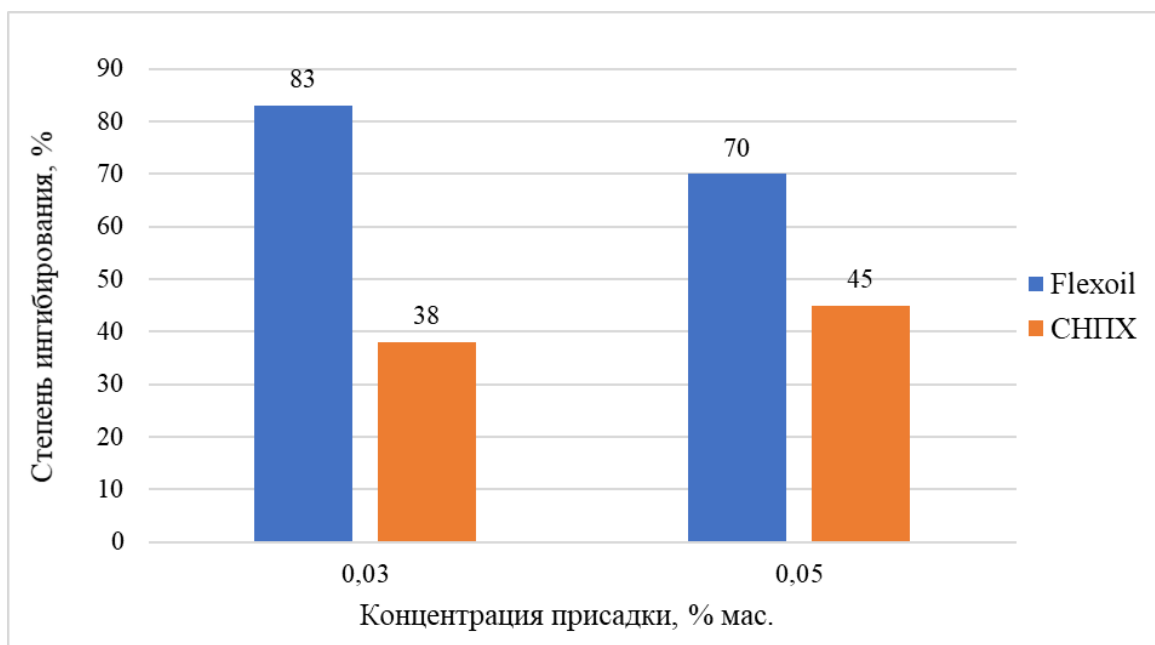


Рисунок 27 – Оценка ингибирующей способности присадок для Верхнесалатской нефти

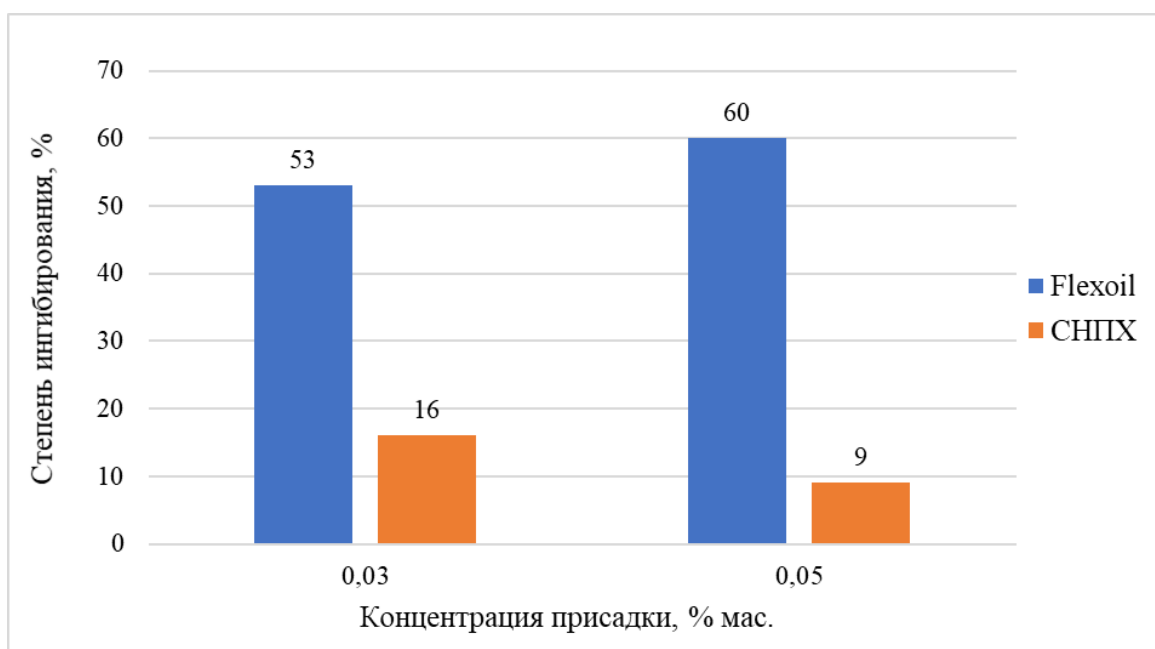


Рисунок 28 – Оценка ингибирующей способности присадок для Малоичской нефти

Таким образом, с применением полиалкилметакрилатной депрессорной присадки (Flexoil) достигается значительная степень ингибирования нефтяных отложений как для Верхнесалатской нефти ($I = 83 \%$), так и для Малоичской ($I = 60 \%$). Наихудший эффект ингибирования продемонстрировала присадка СНПХ в случае с Малоичской нефтью, где эффективность ингибирования не превышает 16% .

Можно сделать вывод, что на эффективность действия исследуемых присадок влияет состав нефтяной системы, а также дозировка химических реагентов. Вероятно, эффективность ингибирования депрессорной присадки выше на системе с небольшим содержанием САВ, поскольку обеспечивается наиболее полная адсорбция молекул химического реагента на кристаллах ПУ, что затрудняет их способность к накоплению на стенках.

Результаты исследования эффективности комплексного метода

Комплексный метод сочетает в себе физическое (магнитная обработка (МО)) и химическое (добавление присадки) воздействие на нефтяную систему. При выполнении эксперимента образцы нефти были однократно пропущены через

магнит, температурный градиент при оценке ингибирующей способности по методу «холодного стержня» составил $\Delta T = 50 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Дозировка присадок Flexoil и СНПХ производилась в количестве 0,03 и 0,05 % мас. Результаты представлены на рисунках 29, 30.

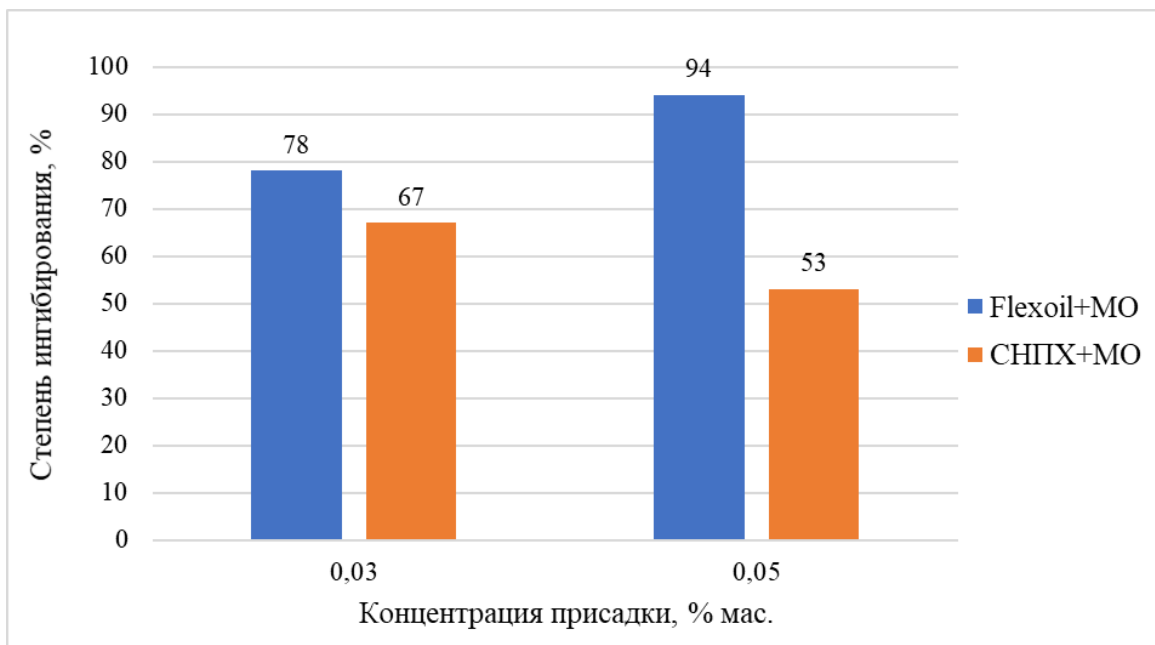


Рисунок 29 – Оценка ингибирующей способности комплексного метода обработки Верхнесалатской нефти

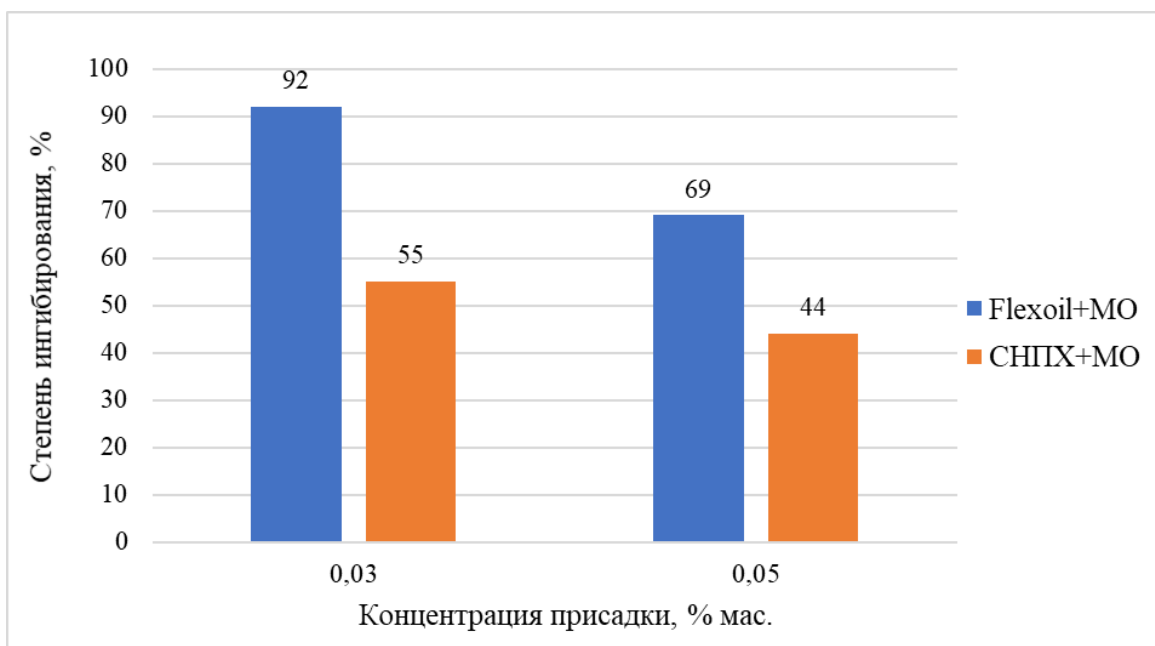


Рисунок 30 – Оценка ингибирующей способности комплексного метода обработки Малоичской нефти

Результаты эксперимента указывают на высокую эффективность применения комплексного метода на нефтях различного состава. При обработке Верхнесалатской нефти эффективность во всех вариациях дозировок ингибитора составила не менее 50 %, а наилучший результат ($I = 94$ %) был получен при совместном действии магнитной обработки и присадки Flexoil. Для Малоичской нефти наибольшая степень ингибирования наблюдается уже при меньших дозировках присадки Flexoil ($I = 92$ %).

В таблице 9 и 10 представлены сравнительные экспериментальные результаты эффективности различных методов предупреждения нефтяных отложений (условия: однократный прогон через магнит, температурный градиент $\Delta T = 50$ °С).

Таблица 9 – Результаты эффективности обработок Малоичской нефти

Метод обработки	Наибольшая эффективность, %
Магнитная обработка (МО)	45
Flexoil в дозировке 0,05 % мас.	60
СНПХ в дозировке 0,03 % мас.	16
МО + Flexoil в дозировке 0,03 % мас.	92
МО + СНПХ в дозировке 0,03 % мас.	55

Таблица 10 – Результаты эффективности обработок Верхнесалатской нефти

Метод обработки	Наибольшая эффективность, %
Магнитная обработка (МО)	23
Flexoil в дозировке 0,03 % мас.	83
СНПХ в дозировке 0,05 % мас.	45
МО + Flexoil в дозировке 0,05 % мас.	94
МО + СНПХ в дозировке 0,03 % мас.	67

Таким образом, применение комплексного метода позволяет в значительной мере уменьшить количество осадка, а в некоторых случаях уменьшить дозировку химического реагента (с 0,05 до 0,03 % мас.), получив при этом увеличенную на 32 % степень ингибирования АСПО (с 60 до 92 %).

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов.

Данный раздел посвящён обоснованию экономической целесообразности разработки по предупреждению нефтяных отложений на этапе подготовки нефти. Предполагается, что разработка, в основе которой лежит применение различных вариаций магнитной обработки, способствует достижению максимального экономического эффекта за счёт увеличения производительности перекачки нефти в результате сокращения числа неблагоприятных асфальтосмолопарафиновых отложений, повышающих износ нефтегазопромыслового оборудования.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ в рамках ВКР;
- определение возможных альтернатив проведения работ, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование работы;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности работы.

5.1 Потенциальные потребители разработки

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. В качестве критериев сегментирования будем использовать следующие

комбинированные методы по предупреждению нефтяных отложений при подготовке нефти: магнитная обработка в сочетании с термической обработкой, магнитная обработка с применением ингибитора АСПО, виброструйная магнитная активация (ВСМА).

Таким образом, составим карту сегментации рынка услуг по предупреждению нефтяных отложений (Рисунок 31).

Размер компании	Вид услуги по предупреждению нефтяных отложений		
	Магнитная обработка с применением термической обработки	Магнитная обработка с применением ингибитора АСПО	Виброструйная магнитная активация (ВСМА)
Крупные			
Средние			
Малые			

Рисунок 31 – Карта сегментирования рынка услуг по увеличению нефтеотдачи

пласта, где:

	– ПАО НК «Русснефть»		– АО «Оренбургнефть»		– ООО "Садакойл"
--	----------------------	--	----------------------	--	------------------

Таким образом, на приведенной выше карте сегментирования показано, какие ниши на рынке услуг по предупреждению нефтяных отложений не заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок. Как видно из карты сегментирования, наибольший интерес представляют крупные и средние компании, поэтому именно на них и стоит ориентироваться.

5.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений помогает определить, что будет являться сильными и слабыми сторонами конкурентов.

Для наглядности сравним метод магнитной обработки на основе: обыкновенных постоянных магнитов; постоянных магнитов, содержащих в своём составе редкоземельные металлы; электромагнитов. Результаты анализа приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _м	Б _р	Б _э	К _м	К _р	К _э
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии эффективности							
Удобство в эксплуатации	0,10	3	4	2	0,30	0,4	0,2
Уровень шума	0,09	5	5	5	0,45	0,45	0,45
Безопасность	0,10	5	5	4	0,50	0,50	0,40
Функциональная мощность	0,15	1	5	5	0,15	0,75	0,75
Простота эксплуатации	0,06	5	5	3	0,30	0,30	0,18
Экономические критерии оценки эффективности							
Уровень проникновения на рынок	0,01	1	5	5	0,01	0,05	0,05
Цена	0,3	5	3	2	1,5	0,9	0,6
Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	3	4	2	0,12	0,16	0,08
Наличие сертификации разработки	0,15	3	5	4	0,45	0,75	0,60
Итог:	1				2,08	4,26	3,31

Условные обозначения: м – обыкновенный постоянный магнит; р – постоянный магнит, содержащий в своём составе редкоземельные металлы; э – электромагнит.

Расчет конкурентоспособности, на примере удобства в эксплуатации, определяется по формуле [48]:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (8)$$

где K – конкурентоспособность проекта; B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл показателя.

Таким образом, по результатам оценочной карты можно сделать вывод, что наиболее конкурентоспособным методом является метод магнитной обработки, основанный на использовании постоянных магнитов, содержащих в своём составе редкоземельные металлы. Данный метод прост в обслуживании и не требует затрат электрической энергии, по сравнению с электромагнитами. При этом данный метод характеризуется большой функциональной мощностью в отличие от метода с использованием обыкновенных постоянных магнитов. Также метод является довольно простым во внедрении на производство и эксплуатации.

5.3 SWOT – анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, проведен SWOT-анализ, который представляет собой комплексный анализ проекта при помощи построения матрицы (Таблица 2), состоящий из секторов, соответствующих аббревиатуре анализа (SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы)).

Таблица 2 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны (С)	Слабые стороны (Сл)
1. Экономичность и энергоэффективность метода; 2. Экологичность метода; 3. Простота эксплуатации; 4. Низкий срок внедрения на производство.	1. Применение метода сильно зависит от состава нефти; 2. Отсутствие новизны; 3. Отсутствие бюджетного финансирования; 4. Недостаточная теоретическая и практическая проработка исследования.
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Повышение добычи нефти; 2. Повышение качества подготовки нефти; 3. Снижение нагрузки на промышленное оборудование.	1. Появление более эффективных магнитов; 2. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции; 3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Факторы помечаются либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Результаты представлены в таблице 12, 13, 14, 15.

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны Возможности	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
V ₁	+	-	-	+
V ₂	0	-	0	-
V ₃	+	+	-	-

При анализе интерактивной таблицы 3 определены сильные коррелирующие стороны и возможности: V₁V₃C₁C₂C₄.

Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны Возможности	Сл ₁	Сл ₂	Сл ₃	Сл ₄
V ₁	+	0	0	-
V ₂	+	0	0	-
V ₃	-	-	-	-

При анализе интерактивной таблицы 4 обнаружены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: V₁V₂Сл₁.

Таблица 14 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны Угрозы	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
У ₁	+	-	0	+
У ₂	-	-	-	-
У ₃	-	-	0	-

При анализе интерактивной таблицы 5 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У₁У₂С₁С₄.

Таблица 15 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны Угрозы	Сл ₁	Сл ₂	Сл ₃	Сл ₄
У ₁	0	-	0	0
У ₂	-	-	-	-
У ₃	-	-	0	+

При анализе интерактивной таблицы 6 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У₃Сл₄.

На третьем этапе анализа составлена итоговая матрица, представленная в таблице 16.

Таблица 16 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны НИР С₁. Экономичность и энергоэффективность метода; С₂. Экологичность метода; С₃. Простота эксплуатации; С₄. Низкий срок внедрения на производство.</p>	<p>Слабые стороны НИР Сл₁. Применение метода сильно зависит от состава нефти; Сл₂. Отсутствие новизны; Сл₃. Отсутствие бюджетного финансирования; Сл₄. Недостаточная теоретическая и практическая проработка исследования.</p>
<p>Возможности В₁. Повышение добычи нефти; В₂. Повышение качества подготовки нефти; В₃. Снижение нагрузки на промышленное оборудование.</p>	<p>Направления развития Применение эффективного комплексного метода способно повысить добычу нефти, снижая нагрузку на промышленное оборудование, не нанося ущерб экологии.</p>	<p>Сдерживающие факторы Сложность применения комплексного метода к высокопарафинистым нефтям.</p>
<p>Угрозы У₁. Появление более эффективных магнитов; У₂. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции; У₃. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства.</p>	<p>Угрозы развития Магнитные технологии имеют широкие перспективы в развитии у конкурентных компаний. Ужесточение требований к сертификации может увеличить сроки внедрения разработки на производстве.</p>	<p>Уязвимости Невозможность замены магнитной системы на более дешевый аналог при условии несвоевременной финансовой поддержки со стороны государства на дополнительные исследования.</p>

5.4 Планирование исследовательских работ

В данном подразделе отражена структура проведенных работ в рамках разработки комплексного метода по предупреждению нефтяных отложений. Также показаны временные показатели выполнения работ по данному исследованию. Произведен расчёт трудоемкости этапов разработки.

5.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения исследований в рамках ВКР формируется рабочая группа, в состав которой входят: студент (соискатель степени бакалавра), научный руководитель, консультант по части социальной ответственности (СО) и консультант по экономической выпускной квалификационной работы. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	Содержание работ	Исполнитель
Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	Подбор и изучение материала по теме	Студент
	Выбор направления исследования	Руководитель
	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент
Теоретические и экспериментальные исследования	Составление литературного обзора ВКР	Студент
	Экспериментальное исследования в химической лаборатории	Студент
Обобщение и оценка результатов	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, студент
	Обсуждение результатов	Руководитель, студент
Выполнение иных разделов ВКР	Сбор информации и оформление результатов раздела СО. Подбор данных и оформление раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Студент
Разработка технической документации и проектирование	Оформление пояснительной записки ВКР	Студент
	Рецензирование	Руководитель
Защита ВКР	Презентация	Студент
	Защита ВКР	Студент

5.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проекта

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, поскольку зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож_i}$ используется следующая формула [48]:

$$t_{ож_i} = \frac{3t_{\min_i} + 2t_{\max_i}}{5}, \quad (9)$$

где $t_{ож_i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни; t_{\min_i} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни; t_{\max_i} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Принимая во внимание величину ожидаемой трудоемкости, определяется продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях $T_{рi}$, учитывая параллельность выполнения работ разными исполнителями, для последующего определения заработной платы, по следующей формуле [48]:

$$T_{рi} = \frac{t_{ож_i}}{Ч_i}, \quad (10)$$

где $T_{рi}$ – продолжительность одной работы, рабочие дни; $t_{ож_i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни; $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, человек.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни в целях удобства, необходимо воспользоваться следующей формулой [48]:

$$T_{кi} = T_{рi} \cdot k_{кал}, \quad (11)$$

где $T_{кi}$ – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; $T_{рi}$ – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{кал}$ – календарный коэффициент. Календарный коэффициент определяется по формуле [48]:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (12)$$

где $T_{\text{кал}}$ – общее количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}}$ – общее количество выходных дней в году; $T_{\text{пр}}$ – общее количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 114 - 14} = 1,48$$

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 18.

Таблица 18 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование этапа	Исполнитель	Трудоёмкость работ, человеко-дни			T_{P_i} дни	T_{k_i} дни
		t_{\min_i}	t_{\max_i}	$t_{ож_i}$		
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	2	4	2,8	2,8	4
Подбор и изучение материала по теме	Студент	7	10	8,2	8,2	12
Выбор направления исследования	Руководитель	3	5	3,8	3,8	6
Календарное планирование работ по теме	Руководитель	1	3	1,8	1,8	3
	Студент	1	2	1,4	1,4	2
Составление литературного обзора ВКР	Студент	7	14	9,8	9,8	15
Экспериментальные исследования в химической лаборатории	Студент	32	36	34	34	50
Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	3	5	3,8	3,8	6
	Студент	1	5	2,6	2,6	4
Обсуждение результатов	Руководитель	2	4	2,8	2,8	4
	Студент	2	4	2,8	2,8	4
Сбор информации и оформление результатов раздела СО. Подбор данных и оформление раздела финансового раздела.	Студент	5	8	6,2	6,2	9
Оформление пояснительной записки ВКР	Студент	10	14	10,8	10,8	16
Рецензирование	Руководитель	5	7	5,8	5,8	9
Презентация	Студент	4	7	5,2	5,2	8
Защита ВКР	Студент	1	1	1	1	1
Итого:	Руководитель				21	32
	Студент				82	121

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады, результат продемонстрирован в таблице 19.

Таблица 19 – Диаграмма Ганта

Наименование этапа	Исп.	T_{k_i} кал. дни	Продолжительность работ																
			Фев.			Март			Апрель			Май			Июнь				
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
Составление и утверждение технического задания	Р	4	■																
Подбор и изучение материала по теме	С	12	■	■	■														
Выбор направления исследования	Р	6			■														
Календарное планирование работ по теме	Р	3			■														
	С	2			■														
Составление литературного обзора ВКР	С	15			■	■	■	■	■										
Экспериментальное исследования в химической лаборатории	С	50			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Оценка эффективности полученных результатов	Р	6									■	■							
	С	4									■	■	■	■					
Обсуждение результатов	Р	4										■	■	■	■				
	С	4										■	■	■	■				
Сбор информации и оформление результатов раздела СО, финансового раздела.	С	9										■	■	■	■	■	■	■	■

Оформление пояснительной записки ВКР	С	16																	
Рецензирование	Р	9																	
Презентация	С	8																	
Защита ВКР	С	1																	

Условные обозначения:

 – С (студент);  – Р (руководитель).

5.5 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. Затраты группируются по следующим статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- накладные расходы НИР.

5.5.1 Расчёт материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_m) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх,i}, \quad (13)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования; $N_{расх,i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования; C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов; k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-

заготовительные расходы, принимаем равным 1,15. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, отражены в таблице 20.

Таблица 20 – Расчёт затрат на материалы для проведения исследования

Материал	Количество единиц материала, $N_{расх,i}$	Цена материала за единицу, C_i , руб.	Затраты, Z_m , руб.
Сырая нефть, л	4	144	662,4
Нефрас С2-80/120, л	4	53,71	247,1
Керосин, л	2	132	303,6
Парафин, упаковка	1	80	92
Силикагель, кг	0,5	300	172,15
Гексан, л	1	589	677,35
Бензол,	1	692	795,8
Этиловый спирт, л	1	200	230
Толуол, л	1	423	486,45
Колонка хроматографическая, шт	1	355	408,25
Колба (500 мл), шт	1	300	345
Стакан мерный (200 мл), шт	5	145	833,75
Бюксы	3	90	310,15
Итого:			5564

5.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблице 21.

Таблица 21 – Расчёт стоимости спецоборудования для проведения исследования

Оборудование	Количество единиц оборудования, $N_{расх,i}$	Цена оборудования за единицу, C_i , руб.	Стоимость, C , руб.
Аппарат для измерения низкотемпературных свойств	1	235 000	270 250
Установка для оценки эффективности ингибиторов парафиноотложений	1	277 700	319 355
Магнитная система	1	140 000	161 000
Итого:			750 605

Также рассчитаем общую сумму затрат амортизационных отчислений:

$$Z_a = \frac{H_a \cdot C}{365} \cdot T = \frac{0,33 \cdot 750605}{365} \cdot 50 = 33931 \text{ руб.},$$

где C – балансовая стоимость оборудования, руб.; $H_a = \frac{1}{n} = \frac{1}{3} = 0,33$ – годовая норма амортизации; T – время проведения экспериментального исследования в химической лаборатории, дни.

5.5.3 Основная и дополнительная заработная плата исполнителей проекта

В данном разделе рассчитывается заработная плата студента и руководителя. Помимо этого, необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоёмкостью проекта и действующей системой оклада.

Зарботная плата $Z_{зп}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле [48]:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (14)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата, руб.; $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) работника рассчитывается по следующей формуле [48]:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (15)$$

где T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (Таблица 9); $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле [48]:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (16)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала раб. дней; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года (Таблица 22).

При отпуске в 28 раб. дня – М = 11,2 месяца, 5-дневная рабочая неделя. При отпуске в 56 раб. дней – М = 10,3 месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Должностной оклад работника за месяц рассчитывается по формуле [48]:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p, \quad (17)$$

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент, равный 0,3; k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2; k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для г. Томска).

Таблица 22 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: выходных/праздничных	52/14	104/14
Потери рабочего времени: отпуск/невыходы по болезни	48/18	24/0
Действительный годовой фонд рабочего времени	233	223

Таблица 23 – Расчёт основной заработной платы исполнителей

Исполнитель	Z_{tc} , руб	k_{np}	k_d	k_p	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб	Тр, раб.дн	$Z_{осн}$, руб
Руководитель	30 000	0,3	0,2	1,3	58 500	2 586	21	54 306
Студент	12 000	0,3	0,2	1,3	23 400	1 175	82	96 350
Итого:								150 656

Дополнительная заработная плата определяется по формуле [48]:

$$Z_{доп} = Z_{осн} \cdot k_{доп}, \quad (18)$$

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

Для руководителя: $Z_{доп} = 54306 \cdot 0,13 = 7060$ руб.

Для студента: $Z_{доп} = 96350 \cdot 0,13 = 12526$ руб.

5.5.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды, величина которых, определяется исходя из следующей формулы [48]:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (19)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование), равный 0,271.

Для руководителя: $Z_{внеб} = 0,271 \cdot (54306 + 7060) = 16630$ руб.

Для студента: $Z_{внеб} = 0,271 \cdot (96350 + 12526) = 29505$ руб.

5.5.5 Накладные расходы

Накладные расходы – расходы, учитывающие затраты, не включенные в предыдущие статьи расходов, такие как оплата печати, затраты на электроэнергию и т.д.

Рассчитываются расходы по следующей формуле [48]:

$$Z_{накл} = \sum (1 \div 5)_{статей} \cdot k_{нр}, \quad (20)$$

где $k_{нр} = 0,16$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Результат расчета приведён в таблице 24.

5.5.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составлена калькуляция плановой себестоимости разработки комплексного метода по предупреждению нефтяных отложений, представленная в таблице 24.

Таблица 24 – Расчёт бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		Примечание
	Руководитель	Бакалавр	
1. Материальные затраты	5 564		Таблица 20
2. Затраты на специальное оборудование (амортизация)	33 931		Пункт 4.4.2
3. Затраты по основной заработной плате	54 306	96 350	Таблица 23

4. Затраты по дополнительной заработной плате	7 060	12 526	Пункт 4.4.3
5. Отчисления во внебюджетные фонды	16 630	29 505	Пункт 4.4.4
6. Накладные расходы	40 940		16 % от суммы статей 1÷5
Бюджет НТИ	296 812		Сумма статей 1÷6

5.6 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Интегральный показатель финансовой эффективности проекта находится при оценке бюджета затрат вариантов исполнения разработки по формуле [48]:

$$I_{финр}^{исп_i} = \frac{\Phi_{p_i}}{\Phi_{max}}, \quad (21)$$

где $I_{финр}^{исп_i}$ – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{p_i} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

Сравниваются два варианта исполнения разработки, обеспечивающие предупреждение нефтяных отложений применением магнитной системы.

$\Phi_{p1} = 296\,812$ руб. – стоимость изначальной разработки магнитной системы, рассчитанная ранее в таблице 24;

$\Phi_{p2} = 315\,000$ руб. – стоимость сторонней разработки, представляющей собой скважинный магнитный комплекс для обработки пластового флюида;

$\Phi_{pmax} = 375\,000$ руб. – максимальная стоимость исполнения разработки.

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{296812}{375000} = 0,80;$$

$$I_{финр}^{исп2} = \frac{315000}{375000} = 0,84.$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вычисляется по формуле [48]:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (22)$$

где a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки; b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путём по выбранной шкале оценивания.

Построили сравнительную оценку характеристик вариантов исполнения разработки и рассчитали интегральный показатель ресурсоэффективности, результаты представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнительная оценка характеристик различных разработок

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	$I_{p-исп.1}$	$I_{p-исп.2}$
1. Эффективность ингибирования нефтяных отложений	0,30	4	3	1,2	0,9
2. Экологичность	0,15	5	4	0,75	0,6
3. Энергосбережение	0,20	5	5	1	1
4. Надежность	0,20	4	3	0,8	0,6
5. Трудоемкость внедрения	0,15	3	2	0,45	0,3
Итого:	1			4,2	3,4

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле [48]:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{исп.i}^{финр}}, \quad (23)$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,2}{0,8} = 5,25; \quad I_{исп.2} = \frac{3,40}{0,84} = 4,05.$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}; \quad (24)$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{5,25}{4,05} = 1,3.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (Таблица 26).

Таблица 26 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исполнение 1	Исполнение 2
1.	Интегральный финансовый показатель разработки	0,80	0,84
2.	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,20	3,40
3.	Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки	5,25	4,05

Исходя из результатов, приведенных в таблице 26, следует, что изначально рассматриваемый вариант разработки магнитной системы оказался наиболее эффективным по всем показателям.

Вывод по экономическому разделу

Анализ конкурентных технических решений показал, что постоянный магнит, содержащий в своём составе редкоземельные металлы, является наиболее подходящим и оптимальным решением по сравнению с другими вариантами. SWOT-анализ показал, слабые и сильные стороны проекта и пути улучшения. Также был составлен план реализации работ, по которому построена диаграмма Ганта. При этом общее число календарных дней на реализацию проекта составляет 121. Бюджет затрат на выполнение проекта составляет 296 812 рублей. Также был проведен сравнительный анализ применения двух магнитных систем для предупреждения нефтяных отложений при подготовке нефти. С позиции финансовой и ресурсной эффективности, данные показатели позволяют сделать вывод, о том, что вариант исполнения магнитной системы, использующейся при разработке комплексного метода, эффективен.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Разработка комплексного метода для предупреждения нефтяных отложений проводилась в химической лаборатории, работа в которой сопровождается высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. По данной причине является необходимым разработать ряд мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда на рабочем месте химика-лаборанта, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих. При написании раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В данном разделе рассмотрены специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства, а также организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны, которые применимы к условиям работы в химико-аналитической лаборатории.

Согласно ПНД Ф 12.13.1-03 [49] на работу в химико-аналитические лаборатории принимаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и инструктаж по технике безопасности. Все работающие в лаборатории должны быть обеспечены необходимой спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Запрещается работать в условиях, при которых невозможно оказание немедленной помощи в случае аварии: при работе в вечернее и ночное время, независимо от характера работ, а также при выполнении операций, связанных с какой-либо опасностью, в любое время суток, в рабочем помещении должно находиться не менее двух человек.

Работы в химико-аналитических лабораториях относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для работников предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся

увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год согласно статье 147 Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 20.04.2021) [50]. Также согласно статье 94 ТК РФ для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать: при 36-часовой рабочей неделе – 8 часов; при 30-часовой рабочей неделе и менее – 6 часов.

Химик-лаборант ежедневно контактирует с оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям согласно ГОСТ Р ИСО 14738–2007 [51]. С целью обеспечения устранения или снижения опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства. Также конструкция должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей химика-лаборанта. Технологические мероприятия, проводимые химиком-лаборантом, в основном производятся в стоячем положении, поэтому рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении стоя согласно ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ [52].

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385–2016 [53]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений.

Рабочим местом разработки комплексного метода по предупреждению нефтяных отложений является химическая 129 лаборатория 2 корпуса отделения химической инженерии Томского политехнического университета. Лаборатория оборудована вентиляцией, водоснабжением и канализацией. Полы выполнены из жаростойкой и гидрофобной керамогранитной плитки. Лабораторный столы

имеют гладкие поверхности из материалов, не сорбирующих вредные вещества, и легко поддаются очистке. Работа с вредными и легколетучими веществами производится в вытяжных шкафах, обеспечивающих изоляцию работающих от опасной среды. Помещение хорошо освещено как дневным, так и искусственным светом.

В условиях химических лабораторий в задачи производственной санитарии входит предупреждение профессиональных отравлений, предотвращение воздействия на работающих ядовитых и раздражающих веществ, производственной пыли, шума и других вредных факторов, определение предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ в воздухе производственных помещений, разработка и эксплуатация средств индивидуальной защиты, системы вентиляции, отопления и рационального освещения.

6.2 Производственная безопасность

Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося в химической лаборатории, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия. Рабочая зона химика-лаборанта должна быть устроена таким образом, чтобы воздействия вредных и опасных факторов не было, либо имело место быть в допустимых масштабах.

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [54] в таблице 27 представлен перечень опасных и вредных факторов, присутствующих при работе химика-лаборанта при разработке комплексного метода для предупреждения нефтяных отложений.

Таблица 27 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разра-ботка	Изготов-ление	Эксплу-атация	
1) Неудовлетворительный микроклимат;		+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [55];
2) Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте;		+	+	ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [56]; ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [57];
3) Недостаточная освещённость рабочей зоны;	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с Изменением N 1) [58];
4) Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ;		+	+	ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [59];
5) Поражение электрическим током;		+	+	ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [60];
6) Пожаровзрывоопасность.		+	+	ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность [61].

6.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования

Неудовлетворительный микроклимат. Источник возникновения фактора – энергозатраты организма 121-150 ккал/ч (140-174 Вт), связанные с ходьбой, положением сидя или стоя и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением при работе в химической лаборатории. Негативное влияние теплового излучения на организм человека выражается в часто повторяющихся головных болях, тошноте, рвоте, интенсивном выделении пота, повышении уровня давления, слабости, нарушении координации движений. Согласно требованиям СанПиН 2.2.4.548-96 [55] в таблице 28 и 29 приведены допустимые и оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах

производственных помещений для категории работ интенсивностью энергозатрат 140-174 Вт.

Таблица 28 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Тем-ра воздуха, °С		Тем-ра поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
	Диапазон ниже опт. величин	Диапазон выше опт. величин			для диапазона тем-р воздуха ниже опт. величин	для диапазона тем-р воздуха выше опт. величин
Холодный	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0	15-75	0,1	0,2
Тёплый	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0		0,1	0,3

Таблица 29 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	21-23	20-24	60-40	0,1
Тёплый	22-24	21-25		

Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте. Источники шума и вибрации в химической лаборатории – различные технические приборы. Воздействие шума и вибрации длительное время приводит к снижению остроты слуха, повышению кровяного давления, утомлению центральной нервной системы, ослаблению внимания, увеличению количества ошибок в действиях рабочего, снижению производительности труда. Согласно ГОСТ 12.01.003–83 [56], уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, что регламентировано ГОСТ 24346–80 [57].

Недостаточная освещённость рабочей зоны. Источником возникновения является недостаточное количество окон и светопроёмов, обеспечивающих

допустимый коэффициент освещенности; удаленность освещения от рабочего места; невозможность управления световым потоком; перепады напряжения сети, питающей осветительные приборы. Плохое освещение негативно воздействует на зрение, приводит к быстрому утомлению, снижает работоспособность, вызывает дискомфорт, является причиной головной боли и бессонницы. В лаборатории, где проводилась разработка, используется комбинированная система освещения. Условия труда классифицируются в зависимости от параметров световой среды. Для работ высокой точности согласно ГОСТ Р 55710-2013 [62]: $E_n = 500$ лк, $K_n = 10$ %. Средство защиты – постоянное необходимое обеспечение местного освещения со стационарными светильниками, устройствами для подключения переносных светильников и ламп-прожекторов.

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. Источник возникновения фактора – работа с едкими и токсичными веществами. ПДК веществ, используемых при работе в лаборатории, а также воздействие их на организм человека приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Вредные вещества и их характеристика согласно ГОСТ 12.1.005-88 [63]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности	Воздействие на организм
Нефть сырая	10	3	Раздражают слизистую оболочку и кожу, вызывает тяжелое отравление. В случае отравления наблюдаются симптомы, похожие на алкогольную интоксикацию: психическое возбуждение, эйфория, головокружение, тошнота, слабость, рвота, покраснение кожных покровов, учащение пульса.
Керосин	300	4	
Нефрас	100	4	
Бензол	5	2	Высокотоксичен, оказывает угнетающее действие на функцию кроветворения, обладает канцерогенным действием. Вдыхание паров способно привести к летальному исходу.

Гексан	300	4	Оказывает раздражающее воздействие на кожу и ЦНС; токсическое воздействие на репродуктивные функции.
Этанол (безводный)	1000	4	Сильное раздражающее воздействие на глаза. Обезжиривает кожу, что может вызывать сухость или растрескивание. Может оказать воздействие на верхние дыхательные пути и ЦНС. Может привести к головной боли, возникновению усталости и снижению концентрации.
Толуол	50	3	Слабое наркотическое действие. Пары могут проникать через неповрежденную кожу и органы дыхания, вызывать поражение НС (заторможенность, нарушения в работе вестибулярного аппарата).

Средства защиты – применение СИЗ, осуществление контроля за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны при помощи газоанализатора.

Поражение электрическим током. Источником возникновения фактора является электрооборудование. Основными непосредственными причинами электротравматизма, являются:

- нарушение персоналом правил технической эксплуатации электроустановок и правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок;
- неудовлетворительное состояние электротехнических устройств, нагревательных приборов и нарушение правил их монтажа и эксплуатации.

Воздействие фактора на организм человека – термические ожоги, механические повреждения тканей и органов, изменение состава крови.

Согласно классификации помещений по электробезопасности ВКР разрабатывалась в помещении без повышенной опасности (класс 01 по ГОСТ 12.1.019–2017 [64]), характеризующимся наличием следующих условий:

напряжение питающей сети – 220 В, частота – 50 Гц; относительная влажность воздуха – не более 75 %; средняя температура – не более 35 °С.

Безопасные номинальные значения: напряжение – менее 12 В; ток – менее 0,1 А; заземление менее 4 Ом. Для предотвращения поражения электрическим током, где размещается рабочее место в 129 ауд. 2-го корпуса ТПУ, оборудование оснащено защитным заземлением, занулением.

Правила электробезопасности согласно ПНД Ф 12.13.1-03 «Техника безопасности при работе в аналитических лабораториях» [49]:

- все помещения лаборатории должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ [60];
- всё электрооборудование с напряжением свыше 36 В, а также оборудование и механизмы, которые могут оказаться под напряжением, должны быть надежно заземлены;
- для отключения электросетей на вводах должны быть рубильники или другие доступные устройства. Отключение всей сети, за исключением дежурного освещения, производится общим рубильником.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие средства коллективной защиты:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);
- предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности и др.

Пожаровзрывоопасность. Источники возникновения фактора – электрический ток, искрение, перегрев при плохом соединении проводов, а также короткое замыкание. Очень часто пожары в химических лабораториях возникают в результате работы с огнеопасными веществами (органические растворители и взрывчатые вещества). Огнеопасные вещества требуют

осторожности не только при работе с ними, но и при хранении их на складах. Рассмотрим превентивные меры по предупреждению пожара. Все помещения лаборатории должны соответствовать требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004-91 [61] и иметь средства пожаротушения по ГОСТ 12.4.009-83 [65]. Также в каждой лаборатории должна быть составлена инструкция по пожарной безопасности, в которой указываются обязанности каждого работника по предупреждению пожаров и принятию необходимых мер к быстрой их ликвидации. Должен быть вывешен перечень химических веществ и материалов, совместное хранение которых не допускается. В помещении лаборатории должны быть первичные средства пожаротушения.

6.2.2 Выводы на соответствие допустимым условиям труда согласно специальной оценке условий труда

Таким образом, была проведена специальная оценка условий труда в химической лаборатории (129 ауд. 2-го корпуса ТПУ), в ходе которой на рабочих местах идентифицировали вредные и опасные факторы производственной среды и трудового процесса и оценили уровень их воздействия на работника с учетом отклонения их фактических значений от допустимых значений регламентирующих документов. На основе результатов оценки можно сделать вывод, что условия труда являются допустимыми, так как на работника воздействуют вредные и опасные производственные факторы, уровни воздействия которых не превышают уровни, установленные нормативами (гигиеническими нормативами) условий труда, а измененное функциональное состояние организма работника восстанавливается во время регламентированного отдыха или к началу следующего рабочего дня (смены).

Для повышения уровня безопасности на рабочем месте работников обучают оказанию первой помощи, пожарно-техническому минимуму и присваивают группу по электробезопасности. Проводят периодические проверки знаний как по вышеперечисленным курсам, так и по курсу основной профессии лаборанта. Проводится ознакомление работников с действующими документами

(инструкциями, методиками, стандартами и т. д.). На рабочем месте проводятся инструктажи вводные, первичные, повторные, целевые и внеплановые. В целях недопущения повторения аварий и происшествий, выпускают информационные листы с их подробным описанием и анализом. Все работники применяют СИЗ, которые проверяются на соблюдение требуемых норм эксплуатации. Соблюдаются нормы хранения и учета прекурсоров, ЛВЖ и ГЖ и других веществ. Перед началом работы работниками производится оценка возможных опасных и вредных факторов, в том числе проводится контроль загазованности воздушной среды. Оборудование своевременно проходит проверку (поверку, калибровку) в соответствии с установленными сроками, а также подвергается техническому обслуживанию со стороны персонала.

6.3 Экологическая безопасность

Существует два основных подхода к проблеме защиты окружающей среды: путем максимально эффективной очистки; путем создания замкнутой безотходной технологической системы. Для химической лаборатории наиболее оптимален выбор первого варианта.

Защита атмосферы. Воздействие на атмосферу со стороны химической лаборатории незначительно, так как выбросы газообразных веществ не объемные и характеризуются незначительным содержанием вредных газов и паров. Для очистки выбросов достаточно использование адсорбционного фильтра: на выходе вентиляционных труб установлены перегородки, поверх которых уложен слой адсорбента – активированного угля.

Должны соблюдаться требования нормативных актов, регулирующих отношения в области охраны атмосферного воздуха.

Защита гидросферы. Все выбросы в канализацию также необходимо подвергать обезвреживанию и очистке. Для этих целей все отработанные кислотные и щелочные сливы собираются в отдельную для каждого вида тару, затем подвергаются нейтрализации и только после этого они могут быть слиты в канализацию с их предварительным 10-кратным разбавлением водопроводной

водой. Отработанные органические сливы собираются в специальную герметически закрытую тару, которую по мере заполнения отправляют на обезвреживание и утилизацию. Основные параметры, существенные для качества сточных вод: величина рН в интервале (6,0–10,5) ед; температура не более 35 °С; токсичность сточных вод должна быть меньше такой, при которой вещество воздействует на биологические процессы на станциях водоочистки, переработки или и его утилизации.

Защита литосферы. Твердые отходы собираются в специальные сборники и увозятся для уничтожения. Наиболее опасными отходами для литосферы в условиях лаборатории являются отработанные люминесцентные лампы, относящиеся к 1 классу опасности. Данные операции проводятся специализированными и аттестованными компаниями, имеющими лицензию на данный вид деятельности.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее типичной ЧС при разработке комплексного метода по предупреждению нефтяных отложений является ситуация техногенного характера, теоретически вызванная повреждением отсеков с хранением образцов керосина, самовозгоранием нефтепродукта, пожаром в лаборатории. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газовоздушная смесь нефтяных паров взрывается. Основные поражающие факторы ЧС в химической лаборатории: воздушная взрывная волна, температура, сильнодействующие ядовитые вещества, психоэмоциональное воздействие.

Для ликвидации аварии разрабатываются планы, в которых предусматриваются мероприятия, направленные на спасение людей, ликвидации аварий. Все помещения лаборатории должны соответствовать требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004-91 [61] и иметь средства пожаротушения по ГОСТ 12.4.009-83 [65]. К первичным средствам пожаротушения относятся:

- переносные и передвижные огнетушители (углекислотные, порошковые);
- пожарные краны и средства обеспечения их использования; пожарный инвентарь (ломы, багры пожарные, лопаты, емкости для воды и ящики для песка, ведра и ручные насосы и т.д.);
- противопожарное полотно для изоляции очага возгорания.

При выборе средств ликвидации пожаров необходимо учитывать химические превращения, которые могут произойти в условиях повышенной температуры.

При размещении реактивов на складах следует неукоснительно соблюдать порядок совместного хранения пожаро- и взрывоопасных веществ согласно ПНД Ф 12.13.1-03 [49]. Не разрешается совместное хранение реактивов, способных реагировать друг с другом с выделением тепла или горючих газов. Запрещается также совместно хранить вещества, которые в случае возникновения пожара нельзя тушить одним огнетушащим средством. В рабочих помещениях допускается хранить нелетучие, непожароопасные и малотоксичные твердые вещества и водные растворы, разбавленные кислоты и щелочи, в количествах, необходимых для анализов.

Действия в результате возникновения пожара и меры по его ликвидации:

- незамедлительно заявить об этом в пожарную службу по телефонному номеру 101 или 112, соблюдая покой.
- принять меры по ограничению распространения огня и ликвидации пожара; необходимо отключить электронагревательные приборы, вентиляцию, удалить из лаборатории в безопасное место все огне- и взрывоопасные вещества;
- поставить в известность начальника лаборатории, который в свою очередь должен известить сотрудников, принять меры к их эвакуации и ликвидации пожара.

В случае возникновения пожара в здании автоматически срабатывают датчики пожаротушения, и звуковая система оповещает всех сотрудников о

немедленной эвакуации из здания. Сотрудники направляются на выход в соответствии с планом эвакуации при пожарах и других ЧС согласно ГОСТ Р 22.0.02-2016 [66].

В аварийных ситуациях, когда атмосфера лаборатории внезапно оказывается зараженной ядовитыми парами или газами, оставаться в помещении для ликвидации последствий аварии только в противогазе, при отключенных нагревательных приборах. После дезактивации помещение необходимо проветрить.

Вывод по разделу социальная ответственность

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека во время проведения разработки комплексного метода по предупреждению нефтяных отложений. Определены меры по снижению воздействия этих факторов на работающего, а также определены методы повышения экологической безопасности.

Проанализировав условия труда на рабочем месте, где выполнялось исследование, следует, что исследовательская лаборатория, удовлетворяет предъявляемым требованиям и нормам.

Выяснили, что наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является возгорание и взрыв при утечке горючего вещества. В связи с этим разработали порядок действий в результате возникновения чрезвычайной ситуации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была осуществлена разработка комплексного метода на основе обработки нефти с помощью высокоэнергетичной постоянной магнитной системы совместно с добавлением композиций химических реагентов (присадок). Был проведён ряд лабораторных исследований по влиянию магнитного поля на процесс накопления нефтяных отложений как на модельных растворах, так и на нефтяных системах. Результаты исследования свидетельствуют о том, что наличие САВ в нефтяных системах существенно влияет на процесс образования осадка. Также выяснили, что уже при однократной прогонке тяжёлой смолистой нефти через магнитную систему можно достигнуть значительной степени ингибирования (45 %). Экспериментальные исследования эффективности комплексного действия магнитной обработки с добавлением присадок показали, что применение комплексного метода приводит к высокоэффективному ингибированию АСПО (не менее 90 %). Таким образом, магнитную систему на основе постоянных редкоземельных магнитов можно рекомендовать использовать для предотвращения образования нефтяных отложений как единственное решение, так и в комплексе с химическими методами.

Полученные результаты могут быть использованы для анализа и обоснования выбора проведения процесса магнитной обработки нефтяных систем с различными физико-химическими свойствами и структурно-групповыми составами при промышленной подготовке нефти.

Были определены затраты на разработку комплексного метода с целью определения выгоды реализации собственного решения по сравнению с использованием существующих аналогов.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ в химической лаборатории, которые позволяют избежать воздействия вредных и опасных производственных факторов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Маркин, А.Н. Нефтепромысловая химия / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов // Практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
- 2 Иванова Л.В., Кошелев В.Н., Буров Е.А. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. 2011. № 1. С. 274–276.
- 3 Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. М. : Недра, 1969. 192 с.
- 4 Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.
- 5 Петров, Ал. А. Углеводороды нефти / Ал.А. Петров. – М.: Наука, 1984. – 264с.
- 6 Рябов, В.Д. Химия нефти и газа: учебное пособие / В.Д. Рябов. – М.: Изд-во «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2014. – 336 с.
- 7 Сергиенко С.Р., Таимова Б.А., Талалаев Е.Н. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти. М. : Наука, 1979. 269 с.
- 8 Ганеева, Ю. М. Асфальтеновые наноагрегаты: структура, фазовые превращения, влияние на свойства нефтяных систем / Ю. М. Ганеева, Т. Н. Юсупова, Г. В. Романов // Успехи химии. – 2011. – Т. 80. – № 10. – С. 1034–1050.
- 9 Нелюбов Д.В. Разработка композиционных ингибиторов образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефти на основе изучения взаимосвязи их состава и адгезионных свойств: диссертация кандидата технических наук (02.00.13). Тюмень: ТГУ, 2014. 18 с.
- 10 Богомоллов А.И., Гайле А.А., Громова В.В., Драбкин А.Е., Неручев С.Г., Проскуряков В.А. Химия нефти и газа//учеб. пособие для вузов.- 3-е издание., доп. и испр. СПб: Химия, 1995. – С.288 -295.

- 11 Поконова, Ю.В. Химия смолисто-асфальтеновых веществ нефти / Ю.В. Поконова. – Л.: Изд-во ЛТИ, 1978. – 85 с.
- 12 Проскуряков В.А., Драбкина А.Е. Химия нефти и газа / под ред. В.А. Проскурякова. Л. : Химия, 1981. 358 с.
- 13 Шайдаков, В. В. Физико-химическое воздействие при подготовке нефти, газа и воды в промышленных условиях: учеб.пособие / В. В. Шайдаков, О. Ю. Полетаева, К. В. Чернова - Уфа : Монография, 2012. - 164 с.
- 14 Китайгородский, А.И. Молекулярные кристаллы / А.И. Китайгородский – М.: Наука, 1971. – 424 с.
- 15 Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты). – Томск : Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.
- 16 Гуров, Ю.П. Моделирование процессов кристаллизации и структурообразования в системах твердых углеводородов нефти в присутствии депрессорных присадок и полиолефинов: диссертация кандидата технических наук: 05.17.07 / Гуров Юрий Петрович. – Тюмень, 2003. – 146 с.
- 17 Шуткова С.А. Исследование надмолекулярной структуры наночастиц нефтяных асфальтенов // Башкирский химический журнал. – 2012. – Т.19. - № 4. – С. 220-226.
- 18 Shuler, B. Unraveling the molecular structures of asphaltenes by atomic force microscopy / B. Shuler, G. Meyer, D. Pena, O. C. Mullins, L. Gross // Journal of American Chemical Society. – 2015. – V. 137. – No 31. – P. 9870–9876.
- 19 Wattana, P. Characterization of polar-based asphaltene subfraction / P. Wattana, H.S. Fogler, A. Yen, et al // Energy & Fuels. – 2005. – V.19. – P. 101 – 110.
- 20 Strausz, O. P. A critique of asphaltene fluorescence decay and depolarizationbased claims about molecular weight and molecular architecture / O. P. Strausz, I. Safarik, E. M. Lown, A. Morales-Izquierdo // Energy Fuels. – 2008. – V. 22. – No 2. – P. 1156–1166.

- 21 Acevedo, S. Relations between asphaltene structures and their physical and chemical properties: the rosary-type structure / S. Acevedo, A. Castro, J. G. Negrin, A. Fernandez et al. // *Energy Fuels*. – 2007. – V. 21. – No 4. – P. 2165–2175.
- 22 . Yang X., Kilpatrick P. Asphaltenes and waxes do not interact synergistically and coprecipitate in solid organic deposits // *Energy & Fuels*. 2005. Vol. 19. P. 1360–1375.
- 23 Daaou M., Modarressi A., Bendedoch D., Bouhadda Y., Krier G., Rogalski M. Characterization of the nonstable fraction of Hassi-Messaoud asphaltenes // *Energy & Fuels*. 2008. Vol. 22. P. 3134–3142.
- 24 Garcia M.C., Carbognani L. Asphaltene-paraffin structural interactions. Effect on crude oils stability // *Energy & Fuels*. 2001. Vol. 15, № 5. P. 1021–1027.
- 25 Сваровская, Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции : Учебное пособие / Н. А. Сваровская. – 3-е издание, переработанное и дополненное. – Москва : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2015. – 268 с.
- 26 Дементьев, А.С. Исследование механизма образования парафинов при различных температурных условиях А.С. Дементьев // *Научно-практические исследования*. – 492020.-№9-6(32).-С.7-11.
- 27 Son Tung Pham. Flow Assurance in Subsea Pipeline Design for Transportation of Petroleum Products / Son Tung Pham, Minh Huy Truong, Ba Tuan Pham // *Open Journal of Civil Engineering*. – 2017. – №7. – С. 311 – 323.
- 28 Митрошин А.В. Определение минимальных мероприятий в скважине по предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых отложений // *Недропользование*. – 2021. – Т.21, №2. – С.94–100.
- 29 Фарляева, А. Ф. Асфальтосмолопарафинистые отложения их свойства, причины и условия образования / А. Ф. Фарляева, А. Р. Филиппова, Е. Ф. Трапезникова // *Вестник молодого ученого УГНТУ*. – 2015. – № 3(3). – С. 101-106.

- 30 A.N. Suleymenova, A.N. Krasnov, "Control and prevention of hydrate and paraffin formations," Problems of workflow automation of extracting, transporting and processing oil and gas, USOTU, 2016, pp. 146 – 151.
- 31 Коробов, Г.Ю. Исследование процессов адсорбции и десорбции ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений в поровом пространстве карбонатного коллектора / Г.Ю. Коробов, М.К. Рогачёв // Нефтегазовое дело. – 2016. – №1. – С. 89-100.
- 32 Tertyshna O. The problems of formation of asphalt-resin-paraffin deposits. Prevention and utilization / O. Tertyshna, K.Zamikula, O. Tertyshnyi // Selected aspects of providing the chemmotological reliability of the engineering. Monograph – Paris: Center for Educational Literature, 2019 – P. 5 – 20 – 342 p.
- 33 Чифилёв С.М. Применение покрытий внутренней поверхности НКТ для защиты от отложений АСПО // Студенческий научный форум: матер. XI Международ. студенческой науч. конф. М.: Евроазиатская научно-промышленная палата, 2019. – URL: <https://files.scienceforum.ru/pdf/2019/5c8624da6991f.pdf> (Дата обращения: 29.05.2021).
- 34 Шуголь А.А. Опыт применения защитных решений Majorpack на коррозионном добывающем фонде и скважинах системы ППД // Инженерная практика. 2015. № 6-7. – URL: <https://glavteh.ru/majorpackкоррозия-скважины-ппд/> (Дата обращения: 29.05.2021).
- 35 Комплексные ингибиторы для удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений / А.Ф. Фарлеева, М.Н. Гараськина, Г.М. Сидоров, Е.В. Грохотова, Р.Р. Габдулхаков // Фундаментальные исследования. – 2017. – № 4. – С. 297–304.
- 36 Дубовой, Е. С. Подход к оценке эффективности ингибиторов парафиноотложения / Е. С. Дубовой, Н. Н. Хафизов, А. А. Кузнецов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т. 9. – № 4. – С. 402-407.
- 37 Егоров, А.В. Ингибитор парафиноотложения комплексного действия для нефтяных эмульсий и парафинистых нефтей / А.В.Егоров, В.Ф. Николаев,

- К.И. Сенгатуллин, И.Я. Муратов, Х.Г. Зайнутдинов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2013. - № 2. - С. 334 – 348.
- 38 Технологии и устройства магнитной обработки нефти, воды и водных растворов : препринт / Б.И. Ковальский, Ю.Н. Безбородов, Н.Н. Малышева, С.Б. Ковальский. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2013. – 78 с.
- 39 Колесников А.С., Нурдаулет А.Н., Досжанов К.А. Обзор исследований влияния магнитного поля на асфальтосмолопарафиновые отложения [Электронный ресурс] // Международный студенческий научный вестник. – URL: <http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=25> (Дата обращения: 30.05.2021).
- 40 Интерактивная электронная карта недропользования Российской Федерации (оперативная версия): [Электронный ресурс]. – URL: <https://map.mineral.ru/Auth/logon.aspx?returnurl=%2FStandard%2F%3F1%3Dru&l=ru> (Дата обращения: 19.05.2021).
- 41 ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания» [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200005428> (Дата обращения: 20.05.2021).
- 42 ASTM D2224-78 «Method of test for mean molecular weight of mineral insulating oils by the cryoscopic method» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.astm.org/DATABASE.CART/WITHDRAWN/D2224.htm> (Дата обращения: 02.05.2020).
- 43 КРИОН-1 Установка для криоскопического определения молекулярной массы // Общелабораторное оборудование [Электронный ресурс]. – URL: <https://termexlab.ru/#!/ru/product/krion-1-ustanovka-dlyakrioskopicheskogo-opredeleniya-molekulyarnoj-massyi-170300/> (Дата обращения: 02.05.2020).
- 44 ГОСТ 2477-2014 "Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды" [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200120803> (Дата обращения: 20.05.2021).

- 45 Групповой состав нефти и методы его изучения / А.Е. Чемоданов, А.В. Вахин, С.А. Ситнов, Д.А. Феокистов – Казань: Казанский федеральный университет, 2018. – 21 с.
- 46 ГОСТ 3900-85 "Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности" [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003577> (Дата обращения: 20.05.2021).
- 47 ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94) "Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости" [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003577> (Дата обращения: 20.05.2021).
- 48 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
- 49 ПНД Ф 12.13.1-03 Методические рекомендации. Техника безопасности при работе в аналитических лабораториях (общие положения) [Электронный ресурс]. – URL: <https://beta.docs.cntd.ru/document/1200044235> (Дата обращения: 01.04.2021).
- 50 Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/ (Дата обращения: 01.04.2021).
- 51 ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200060933> (Дата обращения: 01.04.2021).
- 52 ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005187> (Дата обращения: 01.04.2021).

- 53 ГОСТ Р ИСО 6385–2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200140609> (Дата обращения: 01.04.2021).
- 54 ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> – (Дата обращения: 01.04.2021).
- 55 СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [Электронный ресурс]. – URL: <http://vsegost.com> – (Дата обращения: 01.04.2021).
- 56 ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности» [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606> – Дата обращения: 01.04.2021.
- 57 ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881> – Дата обращения: 01.04.2021.
- 58 СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197> – (Дата обращения: 01.04.2021).
- 59 ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200233> – (Дата обращения: 01.04.2021).
- 60 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов». [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200313> – (Дата обращения: 01.04.2021).
- 61 ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953> – (Дата обращения: 01.04.2021).
- 62 ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений». – [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200105707> – (Дата обращения: 01.04.2021).

- 63 ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» – [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608>– (Дата обращения: 01.04.2021).
- 64 ГОСТ 12.1.019–2017 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты» – [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238>– (Дата обращения: 01.04.2021).
- 65 ГОСТ 12.4.009-83 «Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание» [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003611> – (Дата обращения: 01.04.2021).
- 66 ГОСТ Р 22.0.02-2016 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения» [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200139176> – (Дата обращения: 01.04.2021).