



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

Инженерная школа природных ресурсов _____
Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология _____
Отделение школы (ООП) _____ Отделение химической инженерии _____

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
«Определение эффективных реагентов удаления нефтяных отложений для группы месторождений Западной Сибири»

УДК 622.276.72(571.1)

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2дм14	Баянова Татьяна Владиславовна		

Руководитель ВКР

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

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Долганов Игорь Михайлович	к.т.н		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП
«Цифровые технологии в проектировании нефтегазохимических производств»
(направление подготовки 18.04.01 «Химическая технология»)

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном (-ых) языке (-ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен организовывать самостоятельную и коллективную научно-исследовательскую работу, разрабатывать планы и программы проведения научных исследований и технических разработок
ОПК(У)-2	Способен использовать современные приборы и методики, организовывать проведение экспериментов и испытаний, проводить их обработку и анализировать их результаты
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать нормы выработки, технологические нормативы на расход материалов, заготовок, топлива и электроэнергии, контролировать параметры технологического процесса, выбирать оборудование и технологическую оснастку
ОПК(У)-4	Способен находить оптимальные решения при создании продукции с учетом требований качества, надежности и стоимости, а также сроков исполнения, безопасности жизнедеятельности и экологической чистоты
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать и применять математические модели для описания физико-химических явлений, качественного и количественного анализа процессов химической технологии
ПК(У)-2	Способен использовать пакеты прикладных моделирующих программ при выполнении проектных и/или исследовательских работ
ПК(У)-3	Способен проводить технологические и технические расчеты по проектам, технико-экономический анализ эффективности проекта
ПК(У)-4	Способен к совершенствованию технологического процесса — разработке мероприятий по комплексному использованию сырья, по замене дефицитных материалов и изысканию способов утилизации отходов производства
ПК(У)-5	Способен осуществлять экспертный анализ технологий подготовки и переработки нефти и газа
ПК(У)-6	Способен осуществлять выбор технологического оборудования для подготовки и переработки нефти и газа



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

Инженерная школа природных ресурсов _____
Направление подготовки (ООП) 18.04.01 Химическая технология
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) Долганов И.М.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2ДМ14	Баяновой Татьяне Владиславовне

Тема работы:

«Определение эффективных реагентов удаления нефтяных отложений для группы месторождений Западной Сибири»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 31.01.2023 № 31-65/с
---	-------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	<p>Образцы нефти месторождений Западной Сибири Реагенты удаления нефтяных отложений.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>1. Обзор литературы; 2. Объекты и методы исследования; 3. Расчеты и аналитика; 4. Результаты проведенного исследования; 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 6. Социальная ответственность.</p>

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>		
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел	Консультант	
Экспериментальная часть, результаты и обсуждение	Бешагина Евгения Владимировна, доцент, к.х.н.	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Креницына Зоя Васильевна, доцент, к.т.н.	
Социальная ответственность	Сечин Андрей Александрович, доцент, к.т.н.	
Раздел на иностранном языке	Надеина Луиза Васильевна, доцент ОИЯ, к.филолог.н.	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:		
Литературный обзор		

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ14	Баянова Татьяна Владиславовна		

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

Студент:

Группа	ФИО
2ДМ14	Баяновой Татьяне Владиславовне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.01 «Химическая технология»

Тема ВКР:

Определение эффективных реагентов удаления нефтяных отложений для группы месторождений Западной Сибири

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>Выбор наиболее эффективных реагентов парафиноотложения для исследуемых образцов нефти</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта</i>
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Проведение оценки экономической эффективности исследования</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Оценка конкурентоспособности технических решений*
- Матрица SWOT*
- График проведения и бюджет НИ*
- Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына Зоя Васильевна	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ14	Баянова Татьяна Владиславовна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 2дм14		ФИО Баяновой Татьяне Владиславовне	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.01 «Химическая технология»

Тема ВКР:

Определение эффективных реагентов удаления нефтяных отложений для группы месторождений Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> образцы нефти (шифры проб скв. №№ 1, 2, 3) и их смеси с растворами высокомолекулярных полимеров.</p> <p><i>Область применения:</i> нефтехимическая промышленность, аналитические нефтехимические центры, лаборатории.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> лаборатория.</p> <p><i>Размеры помещения:</i> 5*8 м.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> Аналитическое оборудование для испытаний образцов нефти и нефтепродуктов (не более 100 мл).</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> проведение аналитических испытаний с образцами: нагрев/охлаждение, разбавление, смешение проб; работу с оборудованием.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013 г. "О специальной оценке условий труда». 2. ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. 3. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности. 4. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация 5. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах 6. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений 7. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий 8. ГОСТ 12.1.002-84. Система стандартов безопасности труда. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. 9. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. 10. ГОСТ 12.0.004-2015. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения 11. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. 12. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. 13. Федеральный закон № 123-ФЗ от 22.07.2008. "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
--	---

	14. Конституция Российской Федерации.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных факторов – Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Струи жидкости, воздействующие на организм работающего, при соприкосновении с ним; 2. Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, которые могут вызвать ожоги тканей организма человека; 3. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов. 4. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума; 2. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; 3. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 4. Монотонность труда, вызывающая монотонию; 5. Длительное сосредоточенное наблюдение. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование спецодежды и спецобуви, перчатки, очки, ухваты, вытяжные шкафы..</p> <p>Расчет: расчет системы искусственного освещения</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: химическое заражение территории при аварии.</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы химическими реагентами.</p> <p>Воздействие на гидросферу: химическое загрязнение водотоков в результате отмывания химических отходов в канализационную сеть: ароматические соединения, анилин.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы загрязняющих веществ из вентиляционных систем, содержащие низкие концентрации химических органических соединений.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС: Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.); Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.); Техногенные аварии (отказ систем безопасности; пожар)</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
01.03.2023	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ14	Баянова Татьяна Владиславовна		

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 (специальность) 18.04.01 Химическая технология
 Уровень образования Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2022 /2023 учебного года)
 Форма представления работы:

магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ДМ14	Баянова Татьяна Владиславовна

Тема работы:

«Определение эффективных реагентов удаления нефтяных отложений для группы месторождений Западной Сибири»

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.11.2022	<i>Исследование особенностей и разновидностей реагентов парафиноотложения</i>	15
02.12.2022	<i>Исследование действия реагентов для улучшения вязкостно-температурных характеристик нефти</i>	15
10.01.2023	<i>Подбор присадки для удаления нефтяных отложений</i>	15
27.04.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
06.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
15.05.2023	<i>Выводы по результатам ВКР</i>	10
21.05.2023	<i>Оформление ВКР</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Долганов Игорь Михайлович	К.Т.Н		

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2дм14	Баянова Татьяна Владиславовна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 124 стр., 26 рисунков, 30 таблиц, 65 библиографических источников, 1 приложение.

РЕАГЕНТЫ, ИНГИБИТОРЫ, ДЕПРЕССОРНЫЕ ПРИСАДКИ, НЕФТЬ, НЕФТЯНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, РЕОЛОГИЯ.

Объектами исследования являются образцы парафинистой нефти месторождений Западной Сибири. Исследованная нефть характеризуется значительным содержанием парафинов и высокими температурами застывания.

Цель работы: Выбор эффективных реагентов удаления нефтяных отложений для группы месторождений Западной Сибири

Задачи, поставленные для достижения цели работы:

1. Разработка композиции для изменения реологических свойств нефтей и предотвращения накопления нефтяных отложений;
2. Исследование действия реагентов для улучшения вязкостно-температурных характеристик нефти;
3. Подбор эффективной присадки для удаления нефтяных отложений.

В процессе работы проводился анализ физико-химических свойств парафинистой нефти, исследовано влияние различных реагентов на структурно-реологические свойства нефти; показана возможность эффективного использования полимерных присадок выбранных образцов для парафинистых нефтей Западной Сибири. Доказано, что применение реагентов парафиноотложения приводит к значительному понижению температуры застывания нефти и изменению её структуры за счет образования комплексов из молекул присадки и парафина, которые создают пространственные препятствия. В этом случае образуются смешанные кристаллы депрессор-парафин, которые мешают объединению частиц в пространственную сетку, и тем самым затрудняют осаждение нефтяных отложений на стенках технологических трубопроводов и агрегатов.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

БН – битуминозные нефти

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

ГЗУ – групповые замерные установки

ЗСНГБ – Западно - Сибирский нефтегазоносный бассейн

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

УПН – установка подготовки нефти

ТН – тяжелые нефти

Нормативные ссылки

1. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
2. СП 52.13330.2011 СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – М.: Стройиздат, 2011. – 48 с.
3. Сан ПиН 2.2.4.548–96.
4. ССБТ ГОСТ 12.1.019-79. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1996.
5. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. Федеральный закон от 22.06.2008г. №123-ФЗ
6. ТК РФ.- М.: ИНФРА. М, 2002. – 135 с.
7. Об утверждении перечня состояний, при которых оказывается первая помощь и перечень мероприятий по оказанию первой помощи: приказ Минздрава Соцразвития РФ от 4 мая 2012 года №4774.
8. СанПиН 2.2.4.1191 – 03. Электромагнитные поля в производственных условиях. М.: Минздрав России, 2003.
9. ГОСТ 12.2. 003 -91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. Правила безопасной эксплуатации электроустановок потребителей.

Оглавление	
Введение	12
1. Обзор литературы	14
1.1 Характеристика сырья для подготовки на УПН	14
1.2 Технологии подготовки тяжелых нефтей	18
1.3 Химические реагенты для улучшения вязкостно – температурных свойств нефтей	30
2. Объекты и методы исследования	39
2.1 Объекты исследования	39
2.2 Методы исследования	40
3. Расчеты и аналитика	47
3.1 Постановка задач исследования	47
3.2 Анализ альтернативных методов улучшения реологических свойств нефтей	49
3.3 Исследование свойств и состава высокопарафинистых нефтей и нефтяных остатков	53
4. Результаты проведенного исследования	56
4.1 Выбор эффективной депрессорной присадки для понижения температуры застывания	56
4.2 Подбор эффективных присадок для предотвращения образования АСПО	63
4.2.1 Исследование нефти скважины №1	65
4.2.2 Исследование нефти скважины №2	66
4.2.3 Исследование нефти скважины №3	67
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	69
6. Социальная ответственность	87
Заключение	103
Список использованных источников	105
Приложение А – Heavy oils. Preparation methods	111

Введение

В результате переработки нефти и газа производится широкий спектр химических материалов и продуктов, которые используются в различных отраслях промышленности. Эти уникальные ископаемые являются неотъемлемой частью транспорта, сельского хозяйства, энергетики и даже военного и гражданского строительства. Материалов, получаемых из газа и нефти, великое множество, включая пластмассы, синтетические волокна, каучуки, лаки, краски и моющие средства, а также такие важные вещества, как дорожный и строительный битум.

Для нашей страны вопрос эффективного освоения месторождений тяжелых нефтей остается критически важным, особенно в районах, где традиционная нефтедобыча входит в категорию «устаревших» методов и вариантов поддержания текущих уровней добычи практически не представлен. [1].

В Российской Федерации высокопарафинистые нефти считаются альтернативными источниками углеводородного сырья. Это связано не только с их повышенной плотностью, но и комплексным составом, который включает в себя нафтеновые кислоты, сульфокислоты, простые и сложные эфиры, а также редкие цветные металлы в кондиционных концентрациях. Для эффективной добычи, транспортировки и переработки необходимо применять специализированные технологии, которые позволяют учитывать сложившиеся особенности.

Современные методы добычи и переработки тяжелых нефтей значительно улучшились в последние годы, что позволяет более эффективно использовать этот тип нефти в различных отраслях экономики. Однако, необходимо учитывать, что тяжелые нефти являются более экологически опасным и менее безопасным в эксплуатации видом нефти, и требуют особого внимания при выполнении мер по снижению вредного влияния на окружающую среду [2].

Тем не менее, тяжелые нефти также имеют свои преимущества. Среди них – высокая концентрация углеводородов с низкой взрывоопасностью, менее высокая цена на природное топливо и его длительная стабильность. Более того, некоторые тяжелые нефти обладают уникальными химическими свойствами, которые используются для производства специализированных нефтепродуктов.

Томская область образует третий по значению центр нефтедобывающей промышленности Западной Сибири, обладающий развитой сырьевой базой и нефтяной инфраструктурой. В разработку вовлечено 18 из 84 нефтяных месторождений, в том числе все крупные. Средняя выработанность начальных запасов открытых месторождений составляет 30 %, а крупных месторождений 17-58 % [3].

1. Обзор литературы

1.1 Характеристика сырья для подготовки на УПН

Нефть – сложное соединение углеводородов, содержащее газообразные, жидкие и твердые компоненты с множеством элементов в примеси. Ее химическое строение может включать до 100 углеродных атомов и металлических соединений. Нефть имеет черный или темно-бурый цвет и зачастую отражается на свету, способна смешиваться, но не растворяться с другими жидкостями [4].

Одним из факторов, определяющих химический состав нефти, является происхождение нефтяных месторождений. Например, нефть, образовавшаяся из морских органических отложений, может быть разной по составу от нефти, образовавшейся из наземных растительных остатков. Это связано с тем, что источниковая литосфера в морских и наземных условиях различается, что приводит к разной степени трансформации органических отложений и, конечно, к разному составу нефти.

Кроме того, состав нефти может зависеть от условий хранения и длительности нахождения многокомпонентных нефтей в пластах. Так, нефть, которая находилась в пласте под воздействием высокого давления и температуры более длительное время, может содержать более тяжелые углеводороды, чем нефть, которая была только что выкачана из пласта.

Кроме того, регион, где добывается нефть, может оказывать влияние на ее химический состав. Например, содержание серы и азота может варьироваться, в зависимости от региона, где расположено месторождение. Например, нефть, добываемая в Северном море, может иметь более высокое содержание серы, чем нефть, добываемая в других регионах.

Таким образом, многие факторы могут определять химический состав нефти, и исследование этих факторов помогает понять происхождение нефтяных месторождений, а также определить оптимальный способ добычи и переработки нефти.

Учитывая ранее приведенную информацию, становится очевидным, что состав, молекулярное строение и свойства в целом обычно приводятся

для среднестатистической нефти. Так, процентное содержание различных элементов в ТН меняется незначительно, например, углерод составляет 82-87%, а водород 12,0-16,2%. Кислород редко превышает 0,35%, а азот обычно ниже 0,6%, но может достигать 0,7%. Сера составляет до 5% нефти, но иногда может достигать 10%. Металлы тоже не остались без внимания, особенно велико присутствие таких как Mg, Ca, Si, Al, Fe, и др.

Состав углеводов в нефти является ключевым фактором для определения метода переработки, ассортимента и качества производимых нефтепродуктов. Эти показатели непосредственно влияют на эксплуатационные свойства и эффективность использования ресурсов. Поэтому мониторинг углеводного состава является необходимым при работе с нефтепродуктами. В нефтях содержится все разнообразие химических классов углеводов нормального строения с насыщенными химическими связями углерода [5]. Остановимся подробнее на каждом из основных компонентов.

Итак, согласно литературным сведениям [4], алканы – представляют собой парафиновые углеводы – являющиеся главной составляющей групповых элементов нефти, газов и газоконденсатов. Содержание общих компонентов в нефти колеблется в пределах 25-75%, в то время как в парафинистых нефтях оно может достигать 40-50%. Фракция нефти, представленная в молярной форме, является важнейшим параметром для определения свойств различных нефтепродуктов. Ведь каждая фракция содержит конкретный состав углеводородов, который влияет на их физические, химические и технические характеристики. Поэтому знание молярной фракции нефти необходимо для процессов переработки и использования нефтепродуктов в разных сферах деятельности. С увеличением молярной фракции содержание алканов в нефти уменьшается.

В источнике [4] отмечается, что в составе нефти доминируют парафиновые соединения с монометилзамещением и интенсивным чередованием радикалов СН₃ каждые три атома С в основании алканового скелета. В среднем, содержание алканов с изопреноидной структурой составляет около 10-11%.

Следующая важная составляющая черного золота, это циклические алканы или циклоалканы. Занимая 25-80% по массе, циклоалканы, также известные как нафтеновые углеводы, представляют собой наибольшую часть всех стадий ректификации нефти, исключая газовую фракцию. Высокие температуры, при которых происходит отгонка нефтепродуктов, способствуют образованию крупных молекул – полициклических гомологов цикланов, содержащих от 2 до 4 одинаковых или различных циклов. Циклы могут соединяться разными способами, образуя как слившиеся, так и присоединенные друг к другу структуры. Содержание таких фракций растет с повышением плотности нефти. Однако, только в наиболее высококипящих масляных фракциях можно наблюдать падение концентрации перечисленных гомологов. По сравнению с алканами, циклоалканы обладают более высокой плотностью и более низкой температурой застывания [7].

Еще один класс из главных компонентов нефти – арены, ароматические углеводороды. Находясь в нефти в менее количественно выраженном содержании, чем алканы и цикланы, порядка 15–50 %, ароматические углеводороды представлены в виде гомологов бензола в бензиновых фракциях. Согласно данным источника [7], различное распределение аренов по фракциям определяется плотностью нефти и ее степенью ароматизированности. В легких нефтях содержание аренов в высокотемпературных фракциях снижается. Средней плотности нефти цикланового типа имеют равномерное распределение аренов по фракциям. В тяжелых нефтях содержание аренов резко возрастает в высокотемпературных фракциях.

Согласно российскому стандарту качества, нефть делят на следующие категории: класс, тип, группа, вид. В мировой практике [6] к тяжелым нефтям относят углеводороды, имеющие плотность 920-1000 кг/м³, и вязкость до 1000 мПа·с, битум – углеводородная жидкость, имеющая малоподвижное или полутвердое состояние, плотность которой более 1000 кг/м³ и вязкость более 10000 мПа·с. В классификаторе существуют сверхтяжелые нефти, которые занимают промежуточное положение между битумами и тяжелыми нефтями. Плотность сверхтяжелых нефтей достигает

значения более 1000 кг/м^3 , а вязкость лежит в пределах от 100 до 10000 мПа·с.

Авторы предлагают объединять понятия «тяжелые и сверхтяжелые нефти» под общим определением – тяжелые нефти или высоковязкие нефти.

Подготовленные соответствующим образом и удовлетворяющие требованиям ГОСТ Р 51858-2002 нефти допускаются к отправлению до пункта назначения по магистральным нефтепроводам, а так же способом доставки наливным транспортом [6]. В принятой классификации, принято говорить о следующих типах нефти: 0 – сверхлегкий, 1 – легкий, 2 – средний, 3 – тяжелый и 4 – битумный. Нефти с содержанием более 870 кг/м^3 относятся к категории тяжелых, а масла с содержанием более 895 кг/м^3 относятся к категории битуминозных.

В таблице 1.1 представлен обзор данных базы данных физико-химических свойств тяжелых нефтей Западно-Сибирского нефтегазового бассейна. Судя приведенной информации, можно отметить, что высоковязкие нефти ЗСНГБ имеют высокую плотность, что относит их к типу тяжелых нефтей (плотность $> 0,88$), содержат значительное количество серы (1-3 %), смол (13 %), а так же содержание парафина колеблется в пределах менее 3 %, самое примечательное, что содержание фракции с температурой начала кипения $200 \text{ }^\circ\text{C}$ составляет меньше 20 %. На основании выше сказанного и специализированных источников, делаем вывод о том, что высоковязкие нефти Западной Сибири отличаются от высоковязких нефтей страны меньшим содержанием смол и асфальтенов (почти в 2 раза), но большим содержанием парафинов [9].

Таблица 1.1 – Физико-химические свойства тяжелых нефтей ЗСНГБ

Показатели нефти	Западно-Сибирский НГБ	
	Объем выборки	Среднее значение (доверительный интервал)
Плотность, г/см^3	108	0,89 (0,004)
Содержание серы, мас.%	102	1,31 (0,13)
Содержание парафинов, мас.%	102	4,29 (0,55)
Содержание смол, мас.%	101	10,68 (0,84)
Содержание асфальтенов, мас.%	101	2,44 (0,32)
Фракция н.к. $200 \text{ }^\circ\text{C}$, мас.%	27	14,59 (1,19)
Фракция н.к. $300 \text{ }^\circ\text{C}$, мас.%	27	31,85 (1,51)
Фракция н.к. $350 \text{ }^\circ\text{C}$, мас.%	10	39,62 (4,39)

1.2 Технологии подготовки тяжелых нефтей

Очистка сырой нефти от неприятных примесей является важной процедурой, которая делает возможным получение качественного и безопасного нефтепродукта. Извлеченный из скважин флюид содержит попутные газы (до 100 м³/т), пластовую воду (около 300 кг/т) и растворенные в воде минеральные соли (10–15 кг/т), которые отрицательно сказываются на транспортировке, хранении и последующей переработке ее [11]. Однако, процесс очистки нефти представляет собой сложный и трудоемкий процесс, требующий обширных знаний и опыта. Кроме того, процесс очистки должен быть проведен с соблюдением строгих стандартов и правил безопасности, чтобы избежать возможных аварий и экологических проблем.

Для того, чтобы получить чистую нефть, необходимо провести ее очистку. Процесс очистки нефти включает в себя ряд операций, таких как дегазацию, десульфурацию, дехлорацию, раздержку и другие. Особое внимание необходимо уделить удалению попутных газов. Они отличаются высокой токсичностью и могут вызвать взрывоопасность.

Пластовые воды являются еще одной неприятной примесью в сырой нефти. Они содержат различные минеральные соли, которые могут быть вредными для здоровья человека и окружающей среды. Помимо этого, пластовые воды могут вызвать коррозию оборудования и трубопроводов, что может привести к аварийной ситуации.

Цель подготовки нефти к переработке заключается в удалении из нее вредных примесей, таких как вода, соли, механические примеси и других элементов, которые могут повлиять на качество, эффективность и безопасность процесса переработки нефти. При этом, подготовка нефти также включает в себя увеличение ее степени очистки, что обеспечивает максимальную производительность технологического оборудования и минимизирует возможность возникновения аварийных ситуаций.

Одной из первых операций, которая обычно выполняется при

подготовке нефти к переработке, является фильтрация. Этот процесс помогает устранить механические примеси, которые могут попасть в нефть в процессе ее добычи или транспортировки. Фильтры разных типов могут использоваться в зависимости от задачи и требований к качеству нефти.

Второй важной операцией при подготовке нефти к переработке является дегазация. Она необходима для удаления газовых примесей, таких как метан, этан и прочие, которые могут создавать проблемы при переработке нефти. В процессе дегазации нефтепроводы и емкости очищаются от газов.

Третьей не менее важной операцией является десульфурация. Как известно, сера может негативно сказаться на переработке нефти, поэтому необходимо убрать этот компонент из нефти. В зависимости от требуемой концентрации серы в нефти используются различные методы десульфурации.

Также при подготовке нефти к переработке может проводиться операция, направленная на увеличение содержания его ценных компонентов, которые могут быть использованы в производстве таких продуктов, как бензин или дизельное топливо. Для этого используются методы гидроочистки, термической обработки, каталитического крекинга и другие.

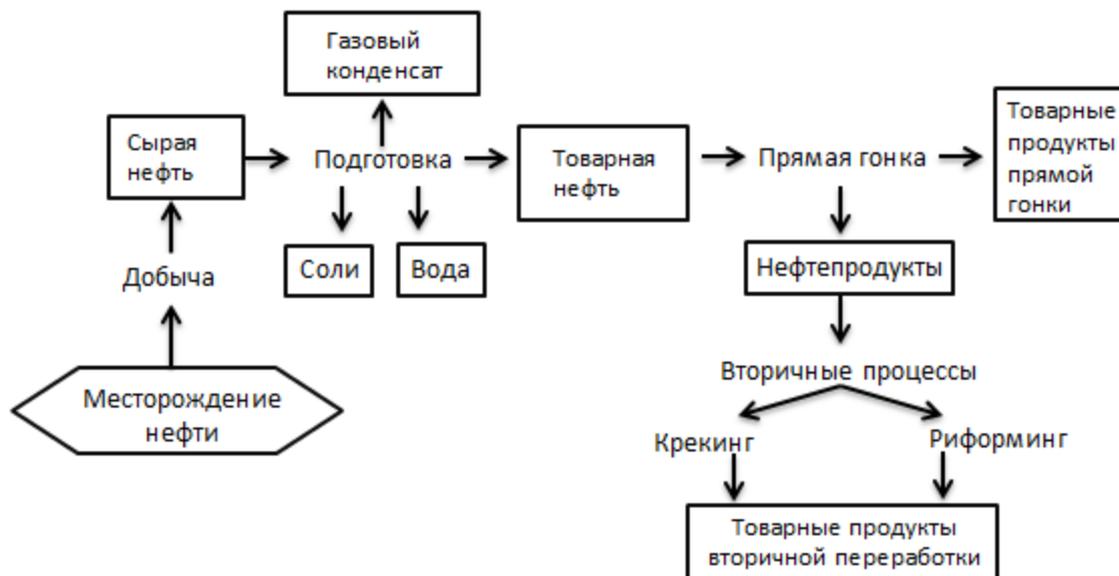


Рисунок 1.1 – Обобщенная схема переработки нефти

На крупных месторождениях нефти эти операции объединены в

единую систему (рисунок 1.1), включающую сбор, транспортировку и обработку нефти, газа и воды.

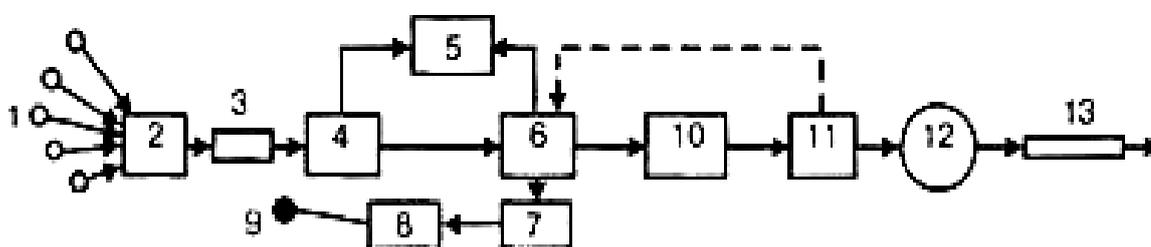
Стабилизация нефти

Переработка необработанной нефти – дело весьма сложное и ответственное. Здесь каждая деталь играет большую роль. Один из важнейших моментов в этом процессе – стабилизация нефти. Почему это так важно. Дело в том, что в сыром «черном золоте» содержится множество легких углеводородов C1-C4, которые при транспортировке и хранении могут выделяться. Это может повлечь за собой изменение состава нефти и даже привести к ее загрязнению. Чтобы избежать такой неприятности, необходимо извлечь легкие углеводороды перед переработкой. Благодаря процессу стабилизации, легкие углеводороды извлекаются из нефти в виде попутного газа, который затем используется в различных целях. Этот процесс осуществляется на различных установках, в зависимости от условий добычи и переработки нефти. Стабилизация нефти – это один из ключевых моментов в переработке необработанного сырья.

В первом случае попутный газ отделяют от нефти многоступенчатой сепарацией в сепараторах-газоотделителях (траппах), в которых последовательно снижаются давление и скорость потока нефти. В результате происходит десорбция газов, совместно с которыми удаляются и затем конденсируются летучие жидкие углеводороды, образуя «газовый конденсат». При сепарационном методе стабилизации в нефти остается до 2 % углеводородов состава C1–C4.

Нефть, добываемая из скважин, естественным образом направляется к газораспределителям, в которых газ отделен от жидкости и устанавливаются их точные расходы. Отделенный газ снова смешивается с нефтью и водой, а сформированная смесь подается по коллектору длиной до 1 км до насосной станции, где газ будет отделен от нефти. Газ отправляется на ГПЗ, а нефть, частично избавленная от газа, отправляется на установку подготовки нефти. Здесь проводятся операции финальной дегазации, обессоливания и

обезвоживания нефти. Газ направляется на ГПЗ, а очищенная вода отправляется на установку очистки. Очищенная вода по насосам направляется в нефтяной пласт через нагнетательные скважины. Обессоленная и обезвоженная нефть попадает в герметизированные резервуары, а затем с помощью насосов перекачивается в установку 11 для определения качества и количества нефти. При хорошем результате нефть направляется в товарные резервуары, а затем в магистральный нефтепровод, который транспортирует нефть на нефтеперерабатывающие заводы. Если качество не удовлетворительно, нефть возвращается на УПН.



1 – скважины, 2 – групповая замерная установка, 3 – коллектор, 4 – дожимная насосная станция, 5 – газоперерабатывающий завод, 6 – установка подготовки нефти, 7 – установка очистки воды, 8 – насосы, 9 – нагнетательные скважины, 10 – герметизированные резервуары, 11 – автоматизированная установка по измерению количества и качества товарной нефти типа «Рубин», 12 – товарные резервуары, 13 – магистральный нефтепровод

Рисунок 1.2 – Схема сбора нефти, газа и воды на нефтяных промыслах

Обессоливание и обезвоживание нефти

Процесс обессоливания и обезвоживания нефти заключается в удалении из нефтяного сырья солей и воды, которые могут значительно ухудшить его качество. Обычно этот процесс осуществляется на специальных установках, которые находятся на нефтяных промыслах и на нефтеперерабатывающих заводах.

Одна из наиболее распространенных технологий обессоливания и обезвоживания нефти – это электрообессоливание. В этом методе используется электрическое поле, которое приводит к электрохимическому разложению солей и ускоренному отделению воды. Этот процесс приводит к значительному уменьшению содержания солей в нефти и улучшению ее

качества.

Также на практике применяются методы обезвоживания нефти, которые основаны на использовании различных типов фильтров. Фильтры для обезвоживания нефти могут работать на основе физического осаждения воды и солей на поверхности фильтра, либо на основе химических реакций, которые приводят к дополнительному отделению влаги.

Некоторые специализированные установки для обессоливания и обезвоживания нефти могут также использовать методы осмотической деполяризации и осмотического диализа. Эти методы основаны на использовании семипроницаемых мембран, которые способны разделять разные компоненты нефти на основе их размера и заряда.

В целом, борьба с проблемами солей и воды в нефтяном сырье является ключевой задачей в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслях. Оптимальный выбор технологии обессоливания и обезвоживания зависит от множества факторов, включая химический состав нефти, ее количество и качество.

Процессы обессоливания и обезвоживания нефти связаны с необходимостью разрушения так называемых эмульсий, которые образует с нефтью вода.

Для разрушения эмульсий применяют различные методы, начиная от простого механического разделения с помощью сепараторов, заканчивая сложным химическим обработками с применением различных реагентов. В настоящее время наиболее распространенным и экономически выгодным методом является электростатический метод, основанный на использовании электрических полей. При этом обрабатываемая через электростатический аппарат эмульсия пропускается через две параллельные металлические пластины, на которых поддерживаются различные напряжения. Под действием электрического поля в эмульсии возникает заряд электростатического поля, который в свою очередь приводит к быстрому разрушению эмульсии и формированию двух фаз: водной и нефтяной.

В результате этого процесса из эмульсии быстро извлекаются все дополнительные примеси и соединения, что позволяет получать чистую нефть, готовую для дальнейшей переработки. Все эти процессы связаны с большим количеством технических решений и научных исследований, направленных на улучшения технологий и экономической эффективности процессов обессоливания и обезвоживания нефти.

После обработки содержание воды и хлоридов металлов в нефти снижается на первой стадии до 0,5 – 1,0 % и 100 – 1100 мг/л соответственно, и на второй стадии до 0,05 – 0,1 % и 3 – 5 мг/л.

Согласно источников, взаимно мало- или нерастворимые жидкости могут образовывать дисперсные системы, известные как эмульсии. В эмульсиях часто одна среда диспергирована в другой среде в виде микрокапель (глобул). Жидкость, в которой распределены глобулы, является дисперсионной средой, а диспергированная жидкость – дисперсной фазой.

Существуют два основных типа эмульсий:

1. нефть в воде (Н/В) – гидрофильная, т.е. нефтяные капли образуют дисперсную фазу внутри водной среды,
2. вода в нефти (В/Н) – гидрофобная, т.е. капли воды образуют дисперсную фазу в нефтяной среде.

Формирование эмульсий предполагает сложные процессы на границе раздела двух фаз. Одним из ключевых является поверхностное натяжение, с которым связаны свойства поверхностно-активных веществ. Они способны снижать поверхностное натяжение, благодаря чему образуется адсорбционный слой на границе раздела фаз, повышающий стабильность системы. Также это свойство способствует увеличению дисперсности, что препятствует коагуляции эмульсии. Важно подчеркнуть, что стабилизация эмульсии достигается при использовании определенных веществ – эмульгаторов, а нарушение пленки на поверхности глобул обычно происходит при введении деэмульгаторов.

В нефтедобывающей промышленности эмульсии являются

распространенной проблемой. Они могут возникать при добыче нефти из скважин с подземными водами или при перекачке нефти по трубопроводам, а также в процессе переработки нефти на нефтехимических заводах. Активно применяются методы стабилизации эмульсий на основе поверхностно-активных веществ, таких как антиоксиданты, антикоррозионные добавки и другие ингредиенты.

Один из наиболее эффективных способов управления эмульсиями – это использование эмульсионных систем с обратимым переводом. Эта технология основана на способности эмульсий изменять свои свойства в зависимости от внешних условий. При изменении этих условий, например, при воздействии на эмульсию электрическим полем или при изменении температуры, происходит разрушение эмульсии, и дисперсная фаза выделяется в виде отдельных капель. Эта технология требует использования специальных эмульгаторов, которые обладают способностью формировать обратимые эмульсионные системы.

Также возможно разделение эмульсий через использование сепараторов. Сепараторы – это специальные устройства, предназначенные для разделения жидких смесей на компоненты с различной плотностью. В результате разделения дисперсной фазы можно получить чистые компоненты. Сепараторы используются для разделения эмульсий как на производственных установках, так и на нефтедобывающих площадках.

Изучение свойств эмульсий и методов их управления является актуальным направлением в нефтегазовой промышленности. Остановимся подробнее на электрообессоливающих установках нефти, сокращенно ЭЛОУ.

Эмульгаторы – вещества, способствующие образованию и стабилизации эмульсий, а деэмульгаторы – вещества, разрушающие адсорбционную пленку на поверхности устойчивых эмульсий.

На установках обезвоживания и обессоливания нефти ЭЛОУ применяются разнообразные деэмульгаторы, в том числе водорастворимые, нефтерастворимые и водонептерастворимые. Из перечисленного

предпочтение отдается нефтерастворимым реагентам из-за их наибольшей эффективности.

Как известно, на установках обезвоживания и обессоливания нефти происходит разделение водной и нефтяной фаз. Однако на практике не всегда удается провести полное разделение, и часто происходит образование эмульсионных зон. Для разрушения эмульсий применяют специальные реагенты, называемые деэмульгаторами.

Нефтерастворимые деэмульгаторы обладают рядом преимуществ в сравнении с другими типами деэмульгаторов. Во-первых, они способны быстро и эффективно разрушать эмульсии любого типа и сложности. Это особенно важно в условиях, когда производительность установки обезвоживания и обессоливания нефти должна быть максимальной.

Кроме того, нефтерастворимые деэмульгаторы не оказывают отрицательного воздействия на качество нефтепродуктов, получаемых в результате обезвоживания и обессоливания нефти. Они не содержат в своем составе воды, что исключает возможность образования новых эмульсий.

Еще одним преимуществом нефтерастворимых деэмульгаторов является их устойчивость к действию различных факторов, таких как изменение температуры и давления, наличие солей и других примесей в нефти и воде. Это позволяет эффективно применять их даже в сложных условиях эксплуатации установок.

Таким образом, применение нефтерастворимых деэмульгаторов на установках обезвоживания и обессоливания нефти представляется наиболее эффективным и безопасным способом разрушения эмульсий. Они обладают высокой эффективностью, не влияют на качество получаемых продуктов и обладают устойчивостью к различным факторам.

В качестве растворителей нефтерастворимого деэмульгатора применяются низкомолекулярные спирты (метиловый, изопропиловый и др.), арены и их смеси в различных соотношениях.

Деэмульгаторы должны удовлетворять требованиям:

– они должны обладать максимально высокой деэмульгирующей активностью, быть биологически легко разлагаемы (если водорастворимые), нетоксичными, дешевыми, доступными;

– не должны обладать бактерицидной активностью (от которой зависит эффективность биологической очистки сточных вод) и корродировать металлы.

Этим требованиям удовлетворяют и потому чаще применяются неионогенные деэмульгаторы.

Неионогенные поверхностно-активные вещества в водных растворах не распадаются на ионы. Амины, сложные эфиры, амиды кислот, органические кислоты, фенолы и спирты нашли наиболее широкое применение в качестве неионогеновых деэмульгаторов. Эта особенность делает их устойчивыми к разложению в водные растворы, в отличие от ионных поверхностно-активных веществ.

К числу полярных веществ нефти, обычно используемых в качестве эмульгаторов, относятся различные органические примеси, соли нафтеновых кислот, асфальтены и асфальтеновые катализаты. Устойчивые эмульсии могут образовываться и при участии твердых углеводов, парафинов, церезинов нефтей.

Тип образующейся эмульсии в значительной степени зависит от свойств эмульгатора: эмульгаторы, обладающие гидрофобными свойствами, образуют эмульсию типа В/Н, т. е. гидрофобную, а эмульгаторы гидрофильные – гидрофильную эмульсию типа Н/В.

В промышленной практике чаще всего образуется гидрофобная эмульсия, т. к. эмульгаторами в этом случае являются растворимые в нефти смолисто-асфальтеновые вещества, соли органических кислот, а также тонкоизмельченные частицы глины, окислов металлов и др. Эти вещества, адсорбируясь на поверхности раздела нефть–вода, попадают в поверхностный слой со стороны нефти и создают прочную оболочку вокруг частиц воды [15]. Наоборот, хорошо растворимые в воде и хуже в углеводах

гидрофильные эмульгаторы типа щелочных металлов нефтяных кислот адсорбируются в поверхностном слое со стороны водной фазы, обволакивают капельки нефти и таким образом способствуют образованию гидрофильной нефтяной эмульсии.

Для разрушения нефтяных эмульсий используются механические (отстаивание), термические (нагревание), химические и электрические методы.

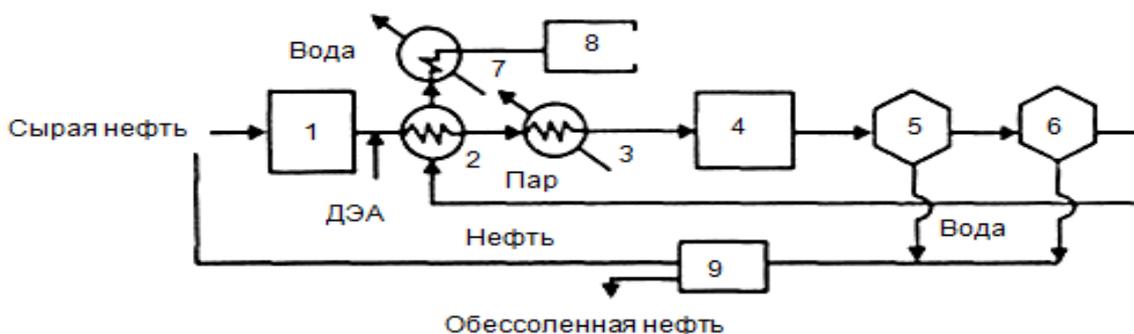
Механический метод разрушения нефтяных эмульсий основан на естественном осаждении нефти под действием гравитации. При этом эмульсия оставляется на несколько часов или дней без перемешивания, что позволяет отделить воду от нефти. Однако, данный метод не всегда эффективен в случае густых эмульсий, а также требует больших временных затрат и площадей для разделения фаз.

Термический метод разрушения нефтяных эмульсий заключается в нагревании эмульсии до определенной температуры, при которой вода начинает испаряться и отделяться от нефти. Нагревание может происходить как непосредственно на месте заражения, так и на берегу с помощью специальных устройств. Однако, данный метод также требует больших энергозатрат и не всегда применим в случае термической нестабильности нефти.

Химический метод разрушения нефтяных эмульсий основан на добавлении в эмульсию специальных реагентов, которые обладают поверхностно-активными свойствами. Эти реагенты изменяют характеристики поверхности эмульсии, и тем самым отделяют нефть от воды. Данный метод является эффективным, но может иметь негативное воздействие на окружающую среду и требует точного дозирования реагентов.

Электрический метод разрушения нефтяных эмульсий базируется на создании электрического поля в эмульсии, которое делает ее нестабильной, и приводит к разделению нефти и воды. Установки электротермохимического удаления солей и воды, или электрообессоливающие установки (ЭЛОУ), используются как на промыслах, так и на нефтеперегонных заводах. В этом

методе разрушение нефтяной эмульсии происходит в аппаратах – электродегидрататорах под воздействием переменного тока напряжением 30 – 45 кВ, что вызывает передвижение и слипание капель воды, содержащих соли, и ее отделение от нефти [20]. Электродегидратор является основным аппаратом электрообессоливающей установки, где, кроме электрообработки нефтяной эмульсии, осуществляется и отстой (осаждение) деэмульгированной нефти, т. е. он является одновременно отстойником. На рис. 1.3 представлена принципиальная схема ЭЛОУ.



- 1 – резервуар нефти, 2 – теплообменник, 3 – подогреватель, 4 – смеситель,
 5 – электродегидрататор I ступени, 6 – электродегидрататор II ступени,
 7 – холодильник, 8 – сборник обессоленной нефти, 9 – нефтеотделитель

Рисунок 1.3 – Принципиальная схема ЭЛОУ

Нефть из резервуара, обработанная с использованием деэмульгатора и слабого щелочного или содового раствора, подвергается тепловому обмену в специальном блоке, после чего подогревается в подогревателе и смешивается с водой в смесителе. Образовавшаяся эмульсия проходит через электродегидрататоры, где от нефти отделяется основная масса воды и солей, что позволяет снизить содержание солей в нефти до 1 – 10 раз. Полученная обессоленная нефть проходит через систему теплообмена, охлаждается в холодильнике и поступает в сборник. Отделенная вода подвергается очистке, а нефть присоединяется к циркулирующей нефти.

Обессоливание и обезвоживание нефти являются важными этапами в процессе переработки нефтепродуктов. Эти процессы позволяют улучшить качество нефти, уменьшить расход реагентов и катализаторов в процессах вторичной переработки, а также увеличить сроки межремонтной работы установок гонки нефти.

Одним из основных преимуществ обессоливания является возможность снижения содержания солей в нефти. Соли являются основным источником коррозии и загрязнения оборудования, что может привести к выходу его из строя и снижению производительности. Обезвоживание же позволяет избавиться от воды в нефти, что также может быть причиной коррозии и засорения установок.

Помимо этого, обессоливание и обезвоживание нефти приводят к снижению расхода тепла в процессе переработки нефтепродуктов. Это связано с тем, что соли и вода, которые были удалены из нефти, требовали дополнительных тепловых затрат на их перегонку или испарение. Поэтому, когда эти компоненты уже отсутствуют, расход тепла также уменьшается.

Кроме того, обессоливание и обезвоживание нефти способствуют уменьшению расхода реагентов и катализаторов в процессах вторичной переработки нефтепродуктов. Это связано с тем, что при солености и высоком содержании воды в нефти происходят более интенсивные процессы окисления и разложения, что может требовать дополнительной обработки.

Таким образом, обессоливание и обезвоживание нефти являются необходимыми шагами для улучшения качества нефти и повышения эффективности ее переработки. Эти процессы позволяют увеличить сроки межремонтной работы установок гонки нефти, снизить расход тепла и реагентов, а также повысить качество производимых нефтепродуктов.

1.3 Химические реагенты для улучшения вязкостно – температурных свойств нефтей

Особенность реологических свойств (подвижность, текучесть и др.) тяжелых нефтей проявляется в непостоянстве их динамической вязкости, зависящей от прилагаемого напряжения сдвига и скорости движения жидкости. Такое течение нефти является неньютоновским и определяется ее коллоидно-химическим состоянием (составом дисперсной фазы и дисперсионной среды), характером межмолекулярных взаимодействий, структурообразованием [19-20].

Парафинистые нефти встречаются довольно часто и представляют собой настоящую проблему для нефтедобывающих компаний. Наиболее высокая температура застывания в парафинистых нефтях связана с наличием сильно упорядоченных молекулярных цепочек парафинов. При охлаждении такой нефти парафины кристаллизуются и образуют твердый осадок на поверхности стенок скважины и трубопровода. Это приводит к забиванию скважины и затрудняет перемещение нефти в трубопроводах. Поэтому разработка технологий для максимально эффективной добычи и транспортировки парафинистых нефтей является крайне актуальной задачей для нефтегазовой отрасли.

Одним из методов борьбы с парафинистыми нефтями является установка специальных систем контроля температуры в скважинах и трубопроводах. Поддержание температуры выше или ниже определенного уровня может снизить кристаллизацию парафинов и облегчить перемещение нефти в трубопроводах. Однако эта методика также затратна и может потребовать больших затрат на энергию.

Наиболее распространенный способ борьбы с высоким содержанием парафинов в нефти – добавление специальных добавок (присадки). Присадки могут стабилизировать форму парафинов, что снижает склонность к кристаллизации и облегчает перемещение нефти в трубопроводах при

транспортировке. Это вещества, за счет введения которых, даже в малых дозах (обычно 0,05 – 0,10 %), достигается существенное снижение температуры застывания и улучшение текучести в условиях низких температур [22]. Однако применение добавок может снижать качество нефти и увеличивать ее стоимость. Поэтому постоянно идут исследования и эксперименты по улучшению эффективности добавок и снижению их влияния на качество нефти

Депрессорные присадки представляют собой растворы активного вещества, непосредственно обеспечивающего депрессорные (подавляющие) свойства в органическом растворителе. Роль растворителя заключается в обеспечении быстрой растворимости и равномерного распределения депрессора в нефти или нефтепродукте, а также в придании присадке надлежащей товарной формы. Даже небольшое количество депрессорной присадки может оказать заметное влияние на процесс кристаллизации, а также на реологические свойства, такие как напряжение сдвига и динамическая вязкость, поэтому важно учитывать эти переменные для обеспечения рационального процесса транспортировки и перекачки [24,25].

Оптимальное использование депрессорной присадки достигается при температурах ниже уровня, на котором происходит застывание нефти. Этот параметр определяется в зависимости от состава нефти, а также от концентрации и вида депрессорной присадки.

Снижение температуры застывания нефти посредством применения депрессорных присадок дает значительные преимущества. Оно позволяет использовать технологии добычи нефти, которые ранее были недоступны из-за высоких температур окружающей среды. Кроме того, снижение температуры застывания нефти улучшает ее транспортируемость и обеспечивает более надежное хранение.

Однако, данные об эффективности депрессорных присадок исключительно при низких температурах должны быть использованы с осторожностью. При использовании депрессорных присадок в условиях

высоких температур может произойти противоположный эффект - замедление перемещения нефти по трубам и повышение требований к давлению. Поэтому, при выборе оптимального типа депрессорной присадки следует учитывать не только температуру застывания нефти, но и условия эксплуатации системы, в которой она будет применяться.

Депрессоры не только не растворяют парафин, но и не влияют на его концентрацию. Они оказывают своё воздействие на форму, размеры и структуру частиц, находящихся в дисперсной фазе. Использование таких присадок приводит к модификации кристаллов и предотвращению роста матриц парафина, которые становятся самой значимой причиной застывания нефти.

В целом, оптимальное использование депрессорной присадки необходимо для производства и транспортировки нефти. Оно позволяет улучшить технологичность процессов, повысить эффективность эксплуатации и обеспечить более надежное хранение нефтепродуктов. Важным условием для достижения оптимального результата является правильный выбор типа депрессорной присадки и ее концентрации в соответствии с условиями эксплуатации.

Типичным природным депрессатором являются асфальтеносмолистые вещества, содержащиеся в самой нефти.

Согласно сведений источника [27], асфальтосмолистые вещества (АСВ) представляют собой гетероциклические соединения сложного гибридного строения, в состав которых входят азот, сера, кислород и металлы (Fe, Mg, V, Ni, Ca, Cr и др.). Около 98% АСВ составляют ароматические и нафтеновые структуры/ В основе каркаса молекул смолы и асфальтена лежит углеводородный скелет. Этот углеводородный скелет составляет 70-90% от общей массы молекул. В генетическом связанном ряду углеводороды-смолы-асфальтены наблюдается постепенная тенденция обеднения водородом и обогащения углеродом. Со временем увеличивается доля ароматических элементов в структуре и повышается степень их конденсации. В центральном

ядре молекул имеется многоядерная структура, содержащая высокую концентрацию ароматических колец. Благодаря этому удельный вес атомов в этой области увеличивается, а во внешней части доля атомов углерода уменьшается.

Парафиновые отложения имеют тенденцию скапливаться на стенках и днищах нефтепромыслового оборудования при транспортировке и хранении нефти, особенно в холодном климате. Это отрицательно сказывается на эффективности работы трубопроводов, емкости резервуаров и коэффициенте извлечения нефти [30].

Для предотвращения образования АСПО используются различные техники и специализированное оборудование для улучшения реологических свойств нефти. Среди наиболее эффективных методов - применение химических реагентов, ингибиторов парафиновых отложений, которые помогают увеличить межочистный период в 2,9 раза, согласно некоторым источникам [31].

Ингибитор АСПО – химический реагент, предотвращающий образование и отложение твердых компонентов нефти (АСПО) на металлических поверхностях технологического оборудования [32].

Учитывая информацию литературных источников, существует несколько разновидностей ингибирующих присадок: смачивающие (гидрофилизующие), модификаторы и депрессаторы, моющие и диспергаторы.

Смачивающие ингибиторы – это инновационная технология защиты нефтепромыслового оборудования от отложений, которая основывается на создании полимерного высокомолекулярного полярного адсорбционного слоя на его стенках [35, 36].

Смачивающие ингибиторы являются неотъемлемой частью процесса производства и эксплуатации нефтепромыслового оборудования. Их применение позволяет значительно продлить срок службы металлических поверхностей, увеличить эффективность процессов очистки и защиты трубопроводов, а также снизить риски неожиданного прекращения работы скважин.

Механизм действия смачивающих ингибиторов основан на гидрофилизации металлических поверхностей за счет полимерного адсорбционного слоя, который образуется в процессе его взаимодействия с водой. Данный слой защищает поверхности от негативного воздействия агрессивных элементов, содержащихся в нефти и газе, а также от коррозии и эрозии.

Смачивающие ингибиторы могут быть использованы как в качестве самостоятельного ингибитора коррозии, так и в комплексе с другими ингибиторами. Однако, их использование требует компетентного подхода и профессиональных знаний, так как неправильный выбор ингибитора или неправильное применение может привести к серьезным последствиям.

В целом, смачивающие ингибиторы являются незаменимым элементом в процессе производства нефтепромыслового оборудования, которые позволяют обеспечить его бесперебойную работу на длительный период времени.

Чтобы эффективность использования присадок с ингибирующим эффектом была очевидной, требуется регулярно проводить процедуру обработки последним промышленного оборудования. Так же стоит подчеркнуть, что в момент использования ингибитора обрабатываемая поверхность была подготовленной.

Несмотря на множество положительных преимуществ, технология имеет и негативные стороны: частые остановки процессов перекачки, чтобы подготовить трубопроводы, обработка только определенного участка, а так же как следствие, возможное загрязнение оборудования реагентом [37].

Чаще ингибирующие присадки адгезионного действия в своем составе используют такие вещества, как полиакриламид (ПАА), силикаты щелочных металлов и водные растворы синтетических полимерных поверхностно-активных веществ, таких как органические амины, сульфаты и фосфаты.

Модификаторы и депрессаторы.

Модификаторы и депрессаторы являются важными элементами в процессе предотвращения образования парафиновых отложений в нефтяном оборудовании и трубопроводах. Их применение позволяет

контролировать аномальную затвердевающую способность нефти, которая может привести к уменьшению производительности скважин и стать причиной аварийных ситуаций.

Модификаторы предназначены для изменения физико-химических свойств нефти и снижения температуры затвердевания. Они могут быть использованы в качестве альтернативы традиционному методу обогрева оборудования, что позволяет экономить время и энергию. Кроме того, модификаторы имеют высокий уровень эффективности и могут быть использованы при низких концентрациях.

Депрессаторы, в свою очередь, предназначены для снижения термической устойчивости парафинов и увеличения их растворимости в нефти. Они работают путем введения в неподвижную фазу агента, который может взаимодействовать с парафинами и снижать их термическую устойчивость. В результате уменьшается вероятность образования отложений в трубопроводах и оборудовании.

В итоге, использование модификаторов и депрессаторов имеет ряд преимуществ для производителей нефти и газа. Это позволяет увеличить эффективность процессов добычи и переработки нефти, уменьшить риски аварийных ситуаций, а также сократить энергетические затраты и выделения углерода. Правильный выбор и применение этих веществ является важным фактором для поддержания безопасности и продуктивности работы нефтегазовой промышленности.

Моющие ингибиторы и диспергаторы - это химические соединения, которые повышают теплопроводность нефти и замедляют процессы кристаллизации парафина. Благодаря им, время пребывания парафина во взвешенном состоянии в потоке увеличивается, а вероятность его подъема потоком жидкости уменьшается.

У ингибиторов моющего действия есть основные типы: нефтерастворимые, катионные, анионные ПАВ. Они действуют путем диспергирования (отмыва) АСПО и переноса их в поток жидкости, удерживая их во взвешенном состоянии.

Эти реагенты отличаются высокими отмывающими свойствами по отношению к нефти и парафиноотложениям, а также диспергирующими свойствами по отношению к последним.

В качестве детергентов удалителей используются водорастворимые реагенты группы ингибиторов-смачивателей, такие как органические сульфаты, фосфаты, сульфонолы и полиакриламиды.

Технология использования ингибиторов моющего действия предусматривает диспергирование и удаление зародышей кристаллов, образующихся как в объеме, так и на стенках оборудования при условии непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина.

Ингибиторы, предотвращающие отложение парафина при добыче нефти, должны соответствовать следующим требованиям [39, 40]:

- отсутствие их влияния на качество нефти, нефтепродуктов и процессы нефтепереработки;
- умеренные токсикологические и пожароопасные свойства;
- технологичность при работе на промыслах в различных климатических условиях;
- эффективность ингибиторов при расходе реагентов 50-250 г на 1 т добываемой нефти (как безводной, так и обводненной).

В таблице 1.2 приведена классификация химических реагентов, предотвращающих отложения асфальтосмолопарафиновых веществ [42].

Таблица 1.2 – Классификация химических реагентов, предотвращающих отложения АСПО

Группа ингибитора	Основной компонент	Основной принцип действия
1	2	3
Смачиватели [18, 19]	Полиакриמיד Кислые органические фосфаты Силикаты щелочных металлов Водные растворы синтетических полимерных ПАВ	Адсорбируются на поверхности и образуют гидрофильную пленку, препятствующую адгезии гидрофобных кристаллов парафина к внутренней поверхности труб
Диспергаторы [18, 20, 21]	Соли металлов Соли высших СЖК Силикатно-сульфеновые растворы Сульфатированный щелочной лигнин	Воздействуют на процесс кристаллизации твердых компонентов нефти на макромолекулярном уровне с образованием адсорбционного слоя из молекул реагента на мелких зародышевых кристаллах углеводородов, препятствуя их слипанию
Модификаторы [27, 28]	Арктический полипропилен (Mm=2000-3000) Низкомолекулярный полиизобутилен (Mm=2000-3000) Сополимеры этилена с винилацетатом и винилпироллидоном	Изменяют форму и поверхностную энергию кристаллов парафина, в результате этого снижается склонность кристаллов к взаимному объединению или присоединению к стенкам трубы.
Депрессоры [17, 23, 24, 25, 26]	Сополимеры этилена с винилацетатом (ВЭС) Полиметакрилаты (ПМА «Д») Парафлуо Алкилфенолы	А) адсорбируются на кристаллах парафина, что затрудняет способность последних к агрегации и накоплению. Б) молекулы депрессора в углеводородной среде сцепляются своими полярными концами, образуя мицеллы.
Реагенты комплексного действия [17, 22]	Реагенты марки СНПХ, композиции присадок	Комплексное действие

Когда дело доходит до борьбы с АСПО, выбор правильного химического метода требует всестороннего изучения характеристик продукта и его эффективности в различных условиях. Для выбора подходящих химических реагентов необходимо досконально понимать состав и механизм образования АСПО, а также исследовать состав реагентов в лаборатории, чтобы убедиться в их пригодности для конкретных составов отложений. [43]

Широкий спектр химических соединений демонстрирует ингибирующие свойства в широком диапазоне. Хотя они сильно различаются,

присутствует набор из трех ключевых характеристик: высокая молекулярная масса, сочетание полиметиленовой цепи с полярными группами, а также полидисперсность по составу и молекулярной массе [44]. Иными словами, присадка не является индивидуальным веществом, а представляет собой смесь молекул различного состава и молекулярной массы.

В настоящее время наблюдается тенденция к разработке и применению присадок комплексного действия, что достигается за счет создания ингибиторов с различным спектром действия. Также, методы обработки скважин химическими реагентами вместе с процессами разрушения устойчивых нефтяных эмульсий, защиты от коррозии, солеотложений и формирования оптимальных структур газожидкостного потока представляются наиболее перспективными в борьбе с АСПО. Использование химреагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещается с:

- процессом разрушения устойчивых нефтяных эмульсий;
- защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии;
- защитой от солеотложений;
- процессом формирования оптимальных структур газожидкостного потока [45].

2. Объекты и методы исследования

2.1 Объекты исследования

В качестве объектов исследования мы выбрали образцы высокопарафинистых нефтей Западной Сибири.

Исследованная нефть характеризуется значительным содержанием парафинов и высокими температурами застывания (табл.2.1). Это можно проследить по полученным данным, например, проба № 844 имеет самую высокую температуру застывания +18 °С, наряду с другими пробами её плотность составляет 782,2 кг/м³. Групповой состав исследуемой нефти при одинаковом содержании парафиновых углеводородов (ПУ) существенно различается по содержанию смол и асфальтенов. В образцах было обнаружено небольшое количество 0,1-0,2 мас.% асфальтеновых углеводородов (АУВ), смол в пределах 1,3-2,4 мас.%

Таблица 2.1 – Характеристика исследуемых нефтей

Шифр пробы	Плотность, кг/м ³	Вязкость, мм ² /с	Т _{пл} ПУВ, °С	Т _{заст} , °С	Содержание в нефти, мас. %		
					АУВ	Смолы	ПУВ
Скважина № 1	787,2	3,8363	51,5	+15	0,1	2,4	11,6
Скважина № 2	782,2	7,4500	50,0	+18	0,2	1,3	10,8
Скважина № 3	773,4	3,4570	50,0	+13	0,1	1,7	12,1

ПУВ – парафиновые углеводороды; **АУВ** – асфальтеновые углеводороды

2.2 Методы исследования

В таблице 4.1 приведены определенные значения температуры застывания и вязкости для исследованных образцов, а также анализ их группового состава. Определено наличие асфальтенов, смол и нормальных парафиновых углеводородов.

2.2.1 Методика определения группового состава

Методом Гольде в холодных условиях определяли массовую долю асфальтенов, присутствующих в нефти и нефтяных осадках, а методом колоночной адсорбционной хроматографии измеряли смолистые вещества.

2.2.1.1 Методика определения массовой доли асфальтенов «холодным» способом Гольде

Сначала для растворения навески испытуемого нефтепродукта использовали 40-кратный объем гексана. После полного смешивания смеси ее оставляли в темном месте при 15-20°C, закрывая колбу пробкой. Цель состояла в том, чтобы позволить асфальтенам осаждаться в течение ночи. На следующее утро раствор фильтровали, а осадок осторожно переносили на фильтр, используя порции свежего гексана. Затем фильтр промывали до тех пор, пока раствор для промывания не становился прозрачным. Наконец, осадок на фильтре быстро растворяли, используя горячий бензол, и фильтр промывали до тех пор, пока бензол не обесцвечивался. Для окончательного удаления остаточной влаги, продукт высушивают в специальном шкафу. Температурный режим для этой операции составляет 102 - 105 градусов Цельсия. Окончательный результат вычисляется с помощью формулы (2.1) для процентного содержания асфальтенов в полученном продукте.

$$X = 100a / A, \quad (2.1)$$

где a – вес полученного осадка, г;

A – навеска испытуемого продукта, г.

2.2.1.2 Методика определения содержания смолистых веществ

Метод ступенчатой экстракции с использованием растворителей различной полярности используется для выделения нейтральных (бензольных) и кислых (спиртобензольных) компонентов из смол. Выделение и разделение смол основаны на различной растворимости и сорбционной способности компонентов [37, 38].

Для проведения испытания требуется растворить деасфальтрезат в гексане и поместить в наполненную сухим силикагелем колонку, которую предварительно необходимо прокалить при температуре 250°C в течение 6 часов. Далее, парафинонафтеновую фракцию выделяют элюированием смешанным растворителем (гексан: бензол в соотношении 10:1), а бензольные смолы десорбируют из колонки бензолом. Комплексный растворитель метиловый спирт: бензол в соотношении 1:1 применяется для выделения спиртобензольных смол.

2.2.1.3 Определение количества АСПО методом "холодного" стержня

Количественную оценку процесса осадкообразования проводят на установке, разработанной на основе известного метода – холодного стержня. Установка (рисунок 2.1) состоит из металлического стержня, охлаждаемого до заданной температуры (от плюс 30 до минус 20 °С).

Дистиллированная вода действует как источник тепла, поддерживая температуру среды в диапазоне от 70 до 30 °С. Методом подбора в результате исследования был определен эффективный режим: продолжительность эксперимента один час, масса образца сорок грамм.

Сущность измерения состояла в определении количества осадка, накопленного на стержне, с помощью гравиметрии. Результатом является среднее арифметическое, полученное из трех параллельных определений.

Формула, используемая для расчета ингибирующей способности

добавок:

$$I = (W_0 - W_1) 100 / W_0, \quad (2.2)$$

где I – ингибирующая способность, %;

W_0 – выход осадка для исходной нефти, г;

W_1 – выход осадка для нефти с присадкой, г.



1 – теплоноситель (H_2O); 2 – нефть; 3 – стакан металлический; 4 – стержень металлический; 5 – трубка металлическая; 6 – пробка корковая; 7 – хладагент (охлаждающая жидкость)

Рисунок 2.1 – Схема установки по определению количества нефтяного осадка в нефти методом – холодного стержня

Количественную оценку содержания твердой и жидкой фазы в нефти проводят с помощью разделения полученных осадков через фильтровальную бумагу. Образцы взвешивают, и полученные значения пересчитывают на 100 г осадка.

2.2.2 Методика определения состава и относительного содержания н-алканов

Для анализа состава и относительного содержания н-алканов в нефти и ее осадках применялись методы жидкостно-адсорбционной (ЖАХ) и газожидкостной хроматографии (ГЖХ). ЖАХ проводили с использованием колонки, заполненной окисью алюминия высокой (IV) активности и

гексаном, а элюирование осуществляли гексаном. Контроль над выходом фракции осуществляли спектрофотометрическим методом на спектрофотометре "Specord UV-Vis", который включает в себя возможность автоматически регистрировать спектр. ГЖХ проводили с применением газо-ионизационного детектора и гелия в качестве газа-носителя (спектрофотометр Perkin-Elmer SIGMA 2B). Расшифровку хроматограмм проводили по реперным соединениям и индексам удерживания, опубликованным в литературе. Максимумы молекулярно-массового распределения n-алканов были определены по хроматограммам ГЖХ.

Индивидуальный состав нормальных алканов нефтяных осадков определяли методом высокотемпературной ГЖХ на хроматографе НР-6890 с устройством прямого ввода пробы на капиллярной колонке НТ-5 длиной 25 м. Программирование температуры от 50 °С → 35 °С/мин, от 150 °С → 3 °С/мин до 410 °С, далее изотермический режим в течение 30-40 минут.

2.2.3 Методика определения температуры застывания

В соответствии с указаниями ГОСТ 20287-81 проба нефтеуглеводорода была подвергнута анализу, включающему процесс предварительного нагрева. Затем пробу охлаждали до точки, когда она больше не была подвижной, используя этанол в качестве охлаждающей смеси.

Изменение температуры застывания можно рассчитать по следующей формуле:

$$\Delta T_{\text{заст.}} = T_{\text{исх.}} - T_{\text{п}}, \quad (2.3)$$

где $T_{\text{исх.}}$ – температура застывания исходной нефти, °С;

$T_{\text{п}}$ – температура застывания нефти с присадкой.

2.2.4 Методика определения вязкости на вискозиметре Штабингера (SVM 3000/G2)

На вискозиметре Stabinger SVM 3000/G2 определяли реологические параметры исследуемых образцов. Устройство позволяет исследовать характеристики вязкости ньютоновских и неньютоновских жидкостей в широком диапазоне температур, а также вычислять различные параметры, которые представляют реологические характеристики нефтеуглеводородных систем. Это дает возможность наблюдать суммарный эффект течения, установить характер ассоциирования молекул по форме кривой зависимости вязкости от скорости деформации. Результатом измерения может считаться построение реограмм изменения напряжения сдвига и динамической вязкости, характеризующих динамику процесса деассоциирования нефтяной системы в ходе течения. Результаты измерения вместе с названием или номером образца, датой и временем отображаются на дисплее в программируемом формате и могут быть сохранены во встроенной памяти данных. Данные также могут быть выведены на принтер или в компьютер.

Принцип измерения прибора обеспечивает возможность автоматического пересчета результатов измерения из динамической вязкости в кинематическую. Измерения плотности в SVM 3000 соответствуют стандарту ASTM D7042.

Встроенный термостат с соединенными последовательно термоэлектрическими элементами и платиновым термометром вместе с небольшой тепловой инерционностью измерительной ячейки обеспечивают возможность быстрого изменения и точного регулирования температуры измерения. Это позволяет очень быстро снимать зависимости вязкости от температуры.

Прибор SVM 3000 предназначен для измерения маслянистых веществ.

Вискозиметр SVM 3000 выполняет все математические операции самостоятельно. При этом устраняется источник серьезных ошибок, влияющий на результаты измерений данного капиллярного вискозиметра [35].

Для выполнения измерения требуется несколько шагов (рис. 2.2.):



Рисунок 2.2 – Принцип измерений на вискозиметре Штабингера SVM 3000/G2

Выводы по разделу.

В процессе работы был проведен анализ объектов исследования. В результате ознакомления с различными экспериментальными методиками и оборудованием была отработана основная схема проведения исследования.

3. Расчеты и аналитика

3.1 Постановка задач исследования

В настоящее время в мировой экономике становится актуальным вопрос о добыче тяжелой нефти, которая приходит на смену традиционным энергетическим ресурсам. Учитывая тот факт, что месторождения легкой нефти выработаны более чем наполовину, и одновременно – действующие и потенциальные переработчики в большинстве случаев не имеют прямого доступа к ресурсам, тяжелые нефти набирают спрос [3].

В то же время на добычу нетрадиционной нефти и природного битума требуются значительные финансовые и операционные затраты, которые в 3–4 раза превосходят затраты на добычу легкой нефти. Это связано с тем, что тяжелая нефть имеет высокие значения плотности и вязкости, что в свою очередь ведет к разработке дополнительных технологий по её добыче и переработке в нашей стране.

Снижение температуры застывания и улучшение реологических характеристик тяжелой нефти можно добиться, используя следующие технологии, распространенные в нефтяной промышленности: термическая обработка и другие методы физического воздействия, разбавление легкими фракциями нефти или различными растворителями, а также введение присадок, регулирующих вязко – упругие свойства нефти [29]. Чаще всего используются химические реагенты, предотвращающие рост нефтяных отложений, и представляющие собой полимерные вещества, препятствующие образованию пространственной кристаллической решетки парафинов в объеме нефти, и как следствие, снижающие температуру застывания и реологические параметры тяжелых нефтей [34].

Целью исследования являлся подбор наиболее эффективного метода подготовки тяжелых нефтей месторождений Западной Сибири.

Для достижения данной цели были выделены следующие задачи:

- исследовать физико-химические свойства образцов нефти данных

месторождений;

- определение группового состава нефти;
- исследовать влияние депрессорных присадок на температуру застывания и кинематическую вязкость нефти;
- исследовать процесс образования АСПО при снижении температуры;
- провести исследования действия химических реагентов на процесс образования АСПО;
- выбрать наиболее эффективные депрессорные и ингибирующие присадки для данных образцов нефти.

3.2 Анализ альтернативных методов улучшения реологических свойств нефтей

На сегодняшний день существует множество методов, которые могут улучшить качество нефти. Они условно подразделяются на химические (присадки, ингибиторы), физические (акустические, виброструйные, ВСМА) и технологические (разбавители). Наиболее действенным способом на повышение вязкостно-температурных свойств нефти является применение химических реагентов, таких как депрессорные присадки и ингибиторы.

Действие присадок заключается в том, что они препятствуют росту кристаллов парафина и асфальтеновых веществ, что в свою очередь снижает затраты на перекачку за счет понижения температуры застывания нефти после введения присадки.

Ингибиторная защита является одним из методов борьбы с парафиноотложениями. Она разработана на основе физико-химических свойств асфальтосмолопарафиновых отложений, механизма действия химреагентов, а также соответствующих им лабораторных методов оценки, промысловых условий и критериев определения эффективности ингибиторов.

В производственной практике широко используются промышленные реагенты комплексного действия, такие как депрессорно-модифицирующие и депрессорно-диспергирующие присадки. Товарная форма ингибиторов АСПО чаще всего сочетает в себе сам ингибитор в растворе вещества, являющегося отмывающим агентом, что обуславливает его низкую стоимость и высокий расход.

Также одним из эффективных способов для улучшения реологических свойств высоковязких нефтей является применение разбавителей - газового конденсата и маловязких нефтей. Они позволяют значительно снизить вязкость и температуру застывания нефти, уменьшая

концентрацию парафина и предотвращая образование прочной структурной решетки.

В общем случае выбор типа разбавителя производится с учетом эффективности его воздействия на свойства тяжелой нефти, затрат на получение и доставку на головные сооружения нефтепровода, а также смешение с нефтью [32].

Изменение свойств нефтяных дисперсных систем (НДС) всегда происходит за счёт воздействия на них различных энергетических потоков – тепловых, механических, электронных, электромагнитных, акустических, кавитационных, радиационных и химических. При этом стабильность НДС и их химические состояния претерпевают эволюцию, которая связана не только с характером воздействия, но и с его временем и мощностью. Использование таких видов физических воздействий позволяет эффективно управлять реологическими свойствами нефтепродуктов и повышать качество транспорта, хранения и переработки. Технологии, базирующиеся на этом принципе, успешно применяются в таких важных отраслях, как трубопроводный транспорт, поскольку они позволяют снижать вязкость нефти, откачивать высоковязкие нефти из нефтехранилищ, уменьшать асфальтосмолопарафиновые отложения в трубопроводах. При этом не следует забывать о химическом составе нефтепродуктов, который тоже играет роль в образовании парафиновых отложений. Они представляют собой сложные структуры, в состав которых входят парафиновые углеводороды, смолы, асфальтены, вода и механические примеси. Таким образом, для достижения наилучших результатов необходимо учитывать и соотношение компонентов в нефти, и интенсивность воздействия на неё физических потоков.

Разнообразные воздействия физическими полями существенно изменяют величину динамического напряжения сдвига и в меньшей степени пластическую вязкость.

Для изменения реологических свойств НДС, в промышленности

широко применяют термический способ снижения вязкости. Этот метод прост, но очень энергозатратен.

Реже применяют метод виброструйной магнитной активации (ВСМА) с добавлением депрессаторов. Этот метод менее энергозатратен, но требует тонкого подбора режимов работы вибраторов и химических реагентов.

Рассмотрена область механических, электромеханических и акустических воздействий устройства на среду, образованная поверхностью моторной части и активатором. Данная область характеризуется следующим комплексом физических воздействий: знакопеременным давлением под активатором, сдвиговой скоростью, магнитным полем, акустическим полем.

Эффективность технологии ВСМА проверялась на ряде объектов РФ и СРВ, в лабораторных и промышленных условиях.

Ещё более эффективным является комплексный метод воздействия - сочетание химических воздействий с разного рода физическими полями.

Технология виброструйной магнитной активации хорошо зарекомендовала себя для подготовки высокопарафинистых нефтей к транспорту, но конкретные установки ВСМА имеют невысокую производительность и применяются, в основном, на промысловых нефтепроводах.

Для повышения производительности и надежности процесса активации нефти, с целью улучшения реологических свойств и увеличения светлых фракций целесообразно применять электрогидродинамическую установку (ЭГДУ), которая осуществляет процесс диспергации и физико-химического воздействия на надмолекулярную структуру нефти.

Устройство формирования скоростного потока предназначено для формирования заданного расхода нефти с возможностью регулирования потока для обеспечения оптимального технологического режима активации.

Устройство дозирования ПАВ служит для равномерного внедрения поверхностно-активных веществ (химических реагентов) в скоростной поток жидкости с возможностью регулирования дозирования с целью обеспечения оптимального технологического режима активации.

Дроссельный диспергатор обеспечивает предварительную активацию нефти за счет высоких сдвиговых скоростей жидкости с возможностью регулирования энергии активации.

Электрогидромагнитный диспергатор предназначен для окончательной активации среды посредством сдвиговых скоростей и магнитной обработки с целью фиксации эффекта изменения свойств нефти. Конкретная нефть имеет свою вязкость, плотность, температуру застывания и температуру плавления. В каждом случае требуется определенная энергия активации вязкого течения и определенная энергия для увеличения легких фракций нефти. Необходимо регулировать уровень энергии, сообщаемой нефти для максимальной производительности перекачки и максимальной переработки сырья. Энергия гидромеханических потерь, выделяемая на местных гидравлических сопротивлениях ЭГДУ вполне достаточна для разрушения надмолекулярной структуры и изменения реологических свойств нефти.

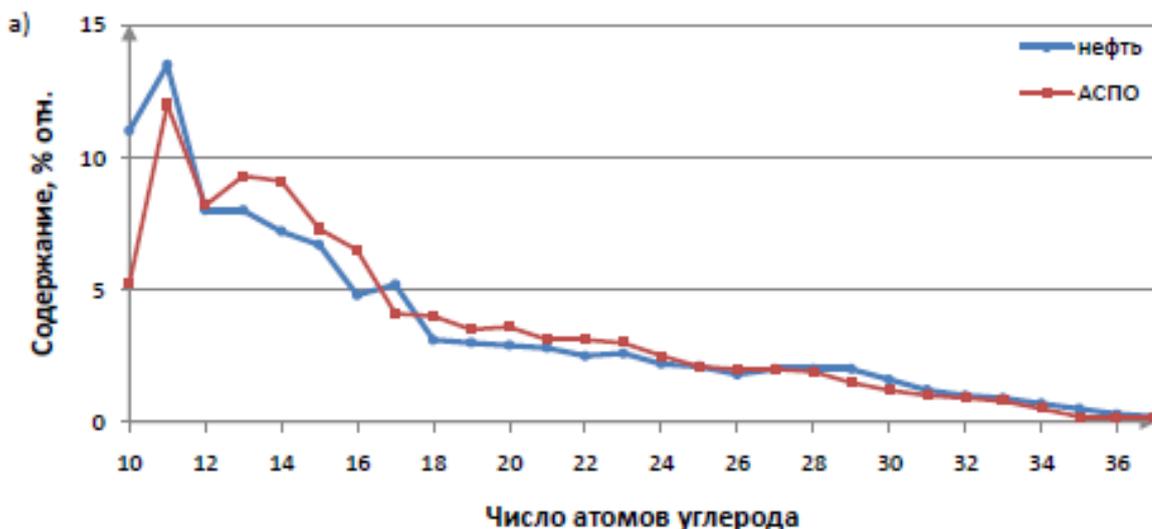
Разрушение надмолекулярной структуры и уменьшение вязкости нефти приводит к снижению потерь энергии при транспорте нефти и уменьшению асфальтосмолопарафиновых отложений, что в целом повышает производительность трубопровода, а при ректификации увеличивает выход легких фракций [33].

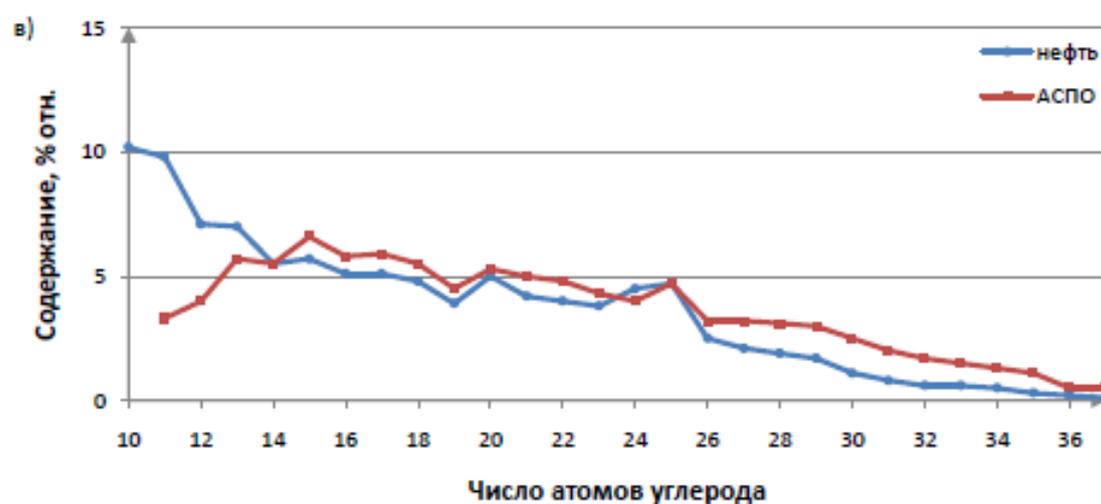
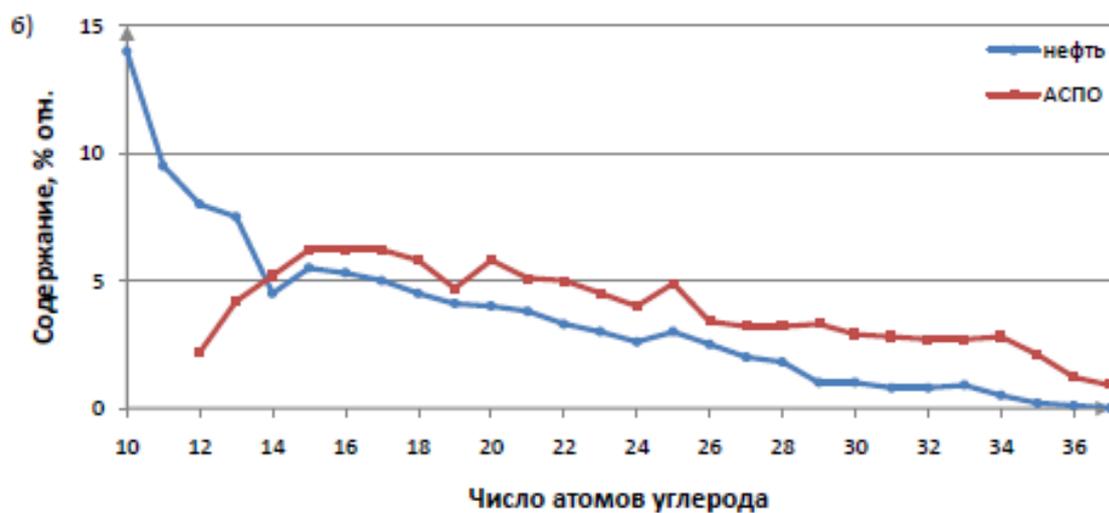
На основе проведенного анализа литературных данных был сделан вывод о том, что наиболее эффективным методом воздействия на реологические свойства нефти является химический метод, а именно применение депрессорных и ингибирующих присадок.

3.3 Исследование свойств и состава высокопарафинистых нефтей и нефтяных остатков

Исследуемые образцы нефти относятся к группе высокопарафинистых нефтей и, несмотря на различный компонентный состав, но выделяются высоким содержанием парафинистых углеводородов (ПУ) и повышенными температурами застывания (таблица 2.1). Как следует из литературных источников, групповой химический состав играет важную роль в образовании нефтепарафиновых отложений, характеризующихся тонким слоем отложений черного цвета с полужирной консистенцией. Отложения состоят из парафиновых углеводородов, смол и асфальтенов, а также содержат некоторое количество воды, механических примесей и остатков нефти.

Индивидуальный состав ПУ определяет количество и температуру осадкообразования. Состав нефти и относительное содержание нормальных алканов с числом атомов углерода от C10 до C37 были определены методом высокотемпературной газожидкостной хроматографии (ГЖХ).





а) скв.№1; б) скв.№2; в) скв.№3

Рисунок 3.1 – Молекулярно-массовое распределение n-алканов в нефти
 Существенное влияние на кристаллизационные процессы, протекающие в нефтяной системе, оказывают содержание и состав n-алканов, характерных для данных нефтей. Из молекулярно-массового распределения n-алканов в нефти и в АСПО (рисунок 3.1) следует, что содержание высокомолекулярных n-алканов в АСПО выше, чем в нефти.

Таблица 3.1 – Относительное содержание и распределение высокомолекулярных алканов в образцах нефти

Показатели	Нефтяные месторождения		
	скв.№1	скв.№2	скв.№3
Содержание n-алканов, % (ГЖХ)	3,3	5,6	3,2
$\sum C_{20}-C_{37} / \sum C_{10}-C_{37}$	31,3	29,3	32,2

$\Sigma C_{25}-C_{37}/\Sigma C_{20}-C_{37}$	38,3	56,4	46,7
---	------	------	------

Исходя из данных о температуре застывания образцов и данных таблицы 3.1, можно сделать вывод, что относительное содержание и распределение высокомолекулярных алканов в нефти влияет на низкотемпературные свойства нефтей. Также можно отметить, что самое высокое содержание АСПО проявляется при высоком относительном содержании высокомолекулярных алканов.

Данная зависимость проявляется не во всех случаях. Это является фактом того, что молекулярно-массовое распределение н-алканов является недостаточным показателем для объяснения проявления низкотемпературных свойств нефти. Также свою роль играет присутствие смол и асфальтенов и их взаимное влияние и соотношение.

Химические реагенты при добавлении в высокопарафинистые нефти, препятствуют образованию прочной кристаллической структуры парафинов, образуя локальные центры кристаллизации, слабо связанные между собой.

4 Результаты проведенного исследования

4.1 Разработка и подбор эффективного реагента для удаления нефтяных отложений

Как уже отмечалось ранее, существует значительное количество разнообразных химических реагентов для улучшения реологических характеристик парафинистых нефтей. Главной задачей нашего исследования было максимально глубоко проработать составы, зарекомендовавшие себя в промышленности, и разработать свою рецептуру ингибирующего реагента.

Депрессорные и ингибирующие присадки представляют собой растворы высокомолекулярных полимеров обеспечивающих ингибирующие свойства. Химический состав присадок очень разнообразен. Структура всех депрессорных присадок такова, что одна часть их молекул является родственной нефтяным парафиновым углеводородам, а другая часть содержит полярные группы, вследствие чего блокируется рост кристаллических решеток парафиновых углеводородов. Значительно больший эффект улучшения реологических свойств достигается при применении специально полученных присадок: полиизобутилена, полиметакрилата, и др. Присадки к нефтям добавляются в количестве 0,02 - 0,15 % по массе [7].

Эффективность их действия зависит от качественной характеристики нефти, так как присадка по-разному реагирует с каждой из типов нефтей и не может быть универсальной. Учитывая выше сказанное, отметим, что окончательный вариант взаимодействия нефти и присадки проводится индивидуально. В качестве добавок для улучшения вязкостно-температурных характеристик нефти и нефтяных отложений были выбраны образцы синтезированных присадок под номерами 1, 3 и 4, представленных в таблице 4.1.

В процессе исследования был разработан пилотный состав для снижения реологии и предотвращения накопления нефтяных отложений,

представленный под номером 2 в таблице 4.1 [45-47].

Таблица 4.1 – Характеристика исследуемых присадок

№	Название присадки	Класс присадки	Особенности химического состава
1	Образец 1	Ингибитор парафиноотложения с депрессорными свойствами	Сополимер на основе акрилатов и метакрилатов
2	Образец 2	Ингибитор	Смесь сложных эфиров жирных кислот
3	Образец 3	Ингибитор парафиноотложения с депрессорными свойствами	Блоксополимеры оксиалкилированных алкилфенолов и этилендиамина
4	Образец 4	Депрессор	Сополимер на основе сложных эфиров акриловой и метакриловой кислот и высших насыщенных спиртов

Выбрана высокопарафинистая нефть из месторождений Западной Сибири для исследования реологических свойств под действием ингибирующей присадки. С помощью жидкостно-адсорбционной и газожидкостной хроматографии был выявлен состав и содержание n-алканов в пробах. Максимум молекулярно-массового распределения n-алканов в парафиновых углеводородах нормального строения находится в области жидких парафинов C14-C18. Для высокомолекулярных парафиновых углеводородов наблюдается выраженный максимум, приходящийся на область C26-C34. Результаты представлены на рисунке 4.1.

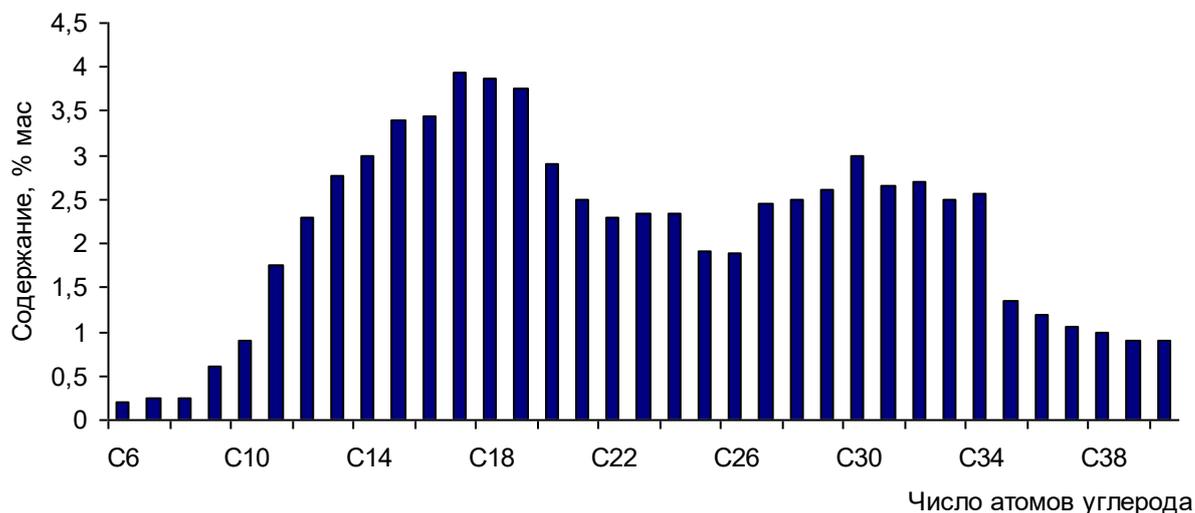


Рисунок 4.1 – Молекулярно-массовое распределение n-алканов

Проведенное исследование изменения температуры застывания нефти под действием присадок различного типа (рис. 4.2 – 4.4), позволило установить, что образец под номером 3 проявляет наиболее выраженные

депрессорные свойства по сравнению с отсальными образцами. Максимальный результат (повышение температуры застывания около 20 пунктов) достигнут при введении в пробу нефтепродукта добавки с концентрацией 0,1 мас.%. Стоит отметить, так же, образец под номером 1, которой при аналогичной концентрации улучшил температурные характеристики пробы на 15-19 пунктов. Выделившиеся образцы добавок являются ингибиторами парафиноотложения с депрессорными свойствами (табл. 4.1.). Отличие от депрессоров состоит в механизме действия.

Депрессор, адсорбируясь, меняет форму и размер кристаллов н-алканов, благодаря чему препятствует их сближению и образованию пространственного каркаса в нефти. Ингибирующие присадки, в свою очередь, образуют прочные ассоциативные комплексы с молекулами парафиновых углеводородов, создавая упорядоченную структуру. Использование полимерных присадок позволяет изменить структуру и температуру застывания нефти, а также уменьшить размер молекул парафинов.

Необходимо выделить образец под номером 2 – целевая разработка нашего исследования, учитывая, что рецептура является вновь полученной, результаты испытаний показали незначительные изменения реологических параметров. Перечисленные результаты исследований представлены на рисунках 4.2 – 4.4.

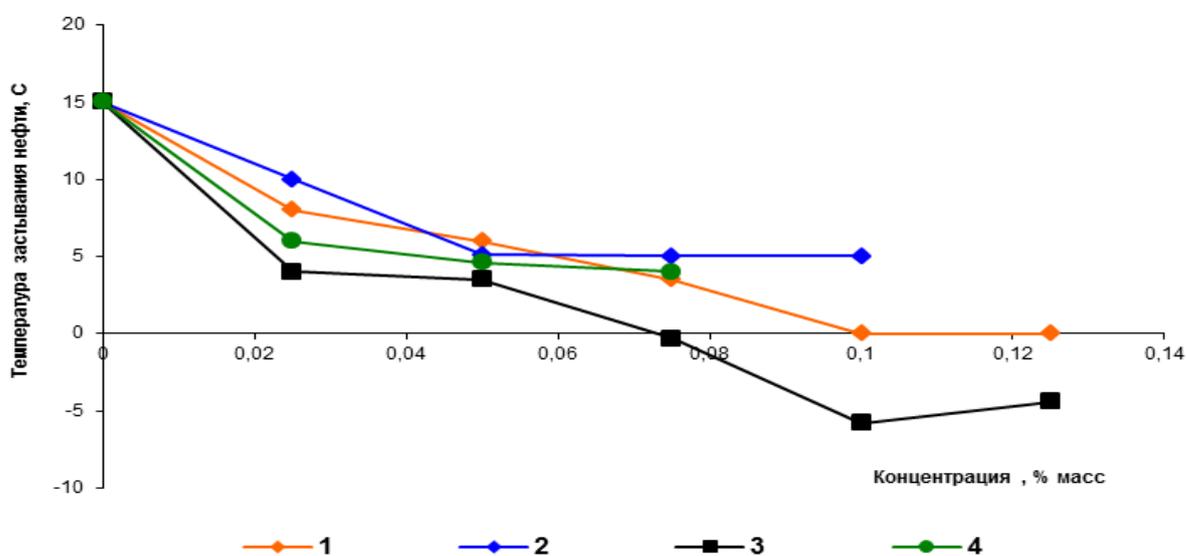


Рисунок 4.2 – Влияние присадок на температуру застывания нефти пробы скв. № 1

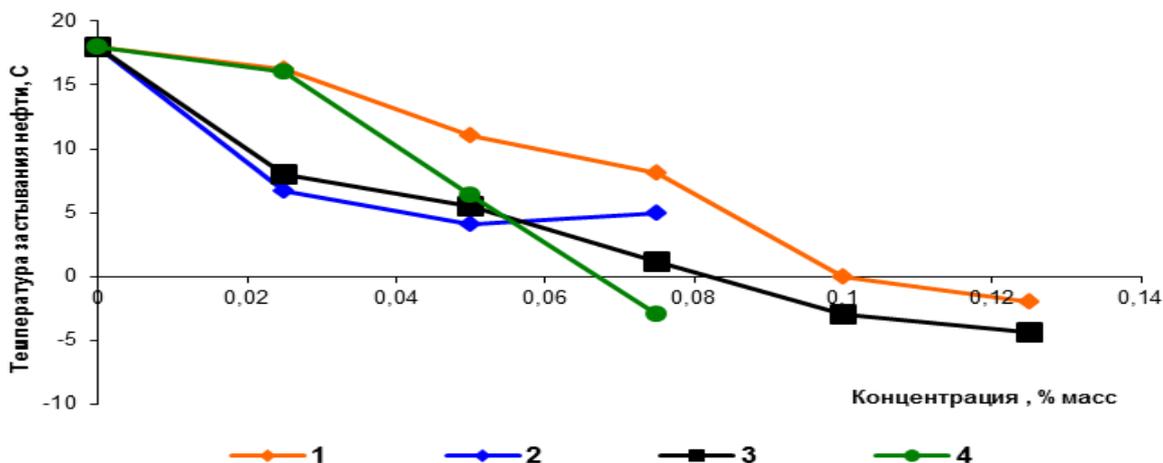


Рисунок 4.3 – Влияние присадок на температуру застывания нефти пробы скв. № 2

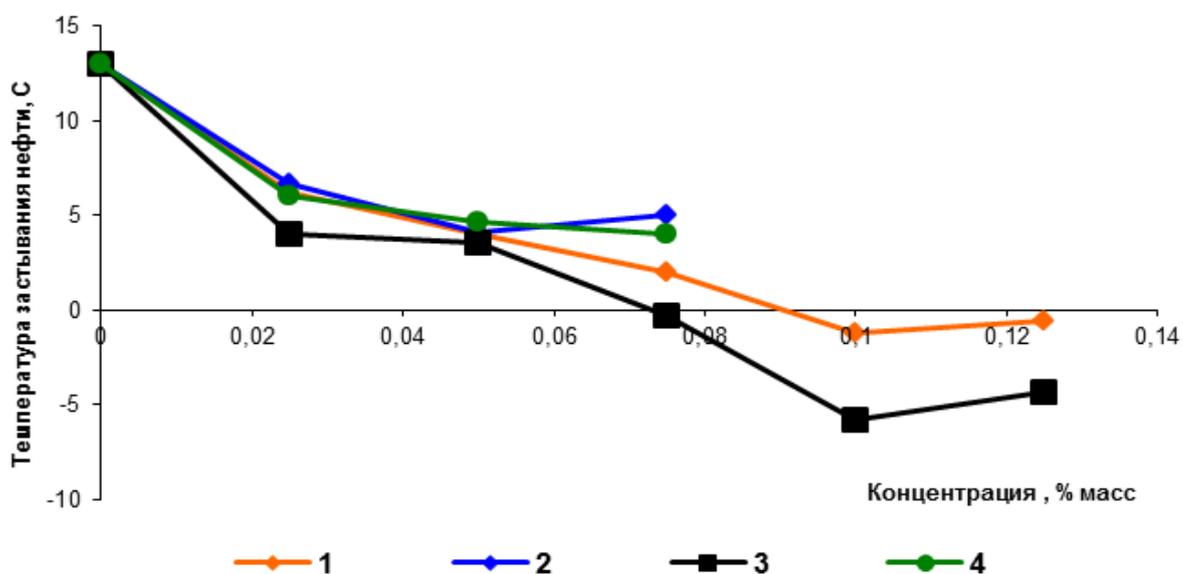
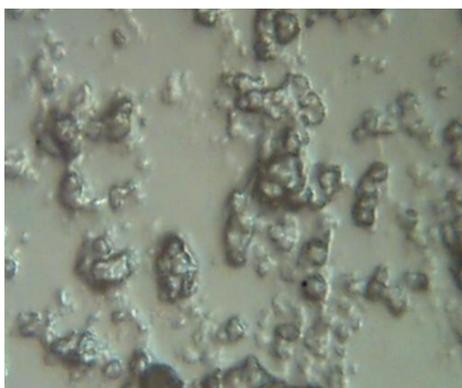


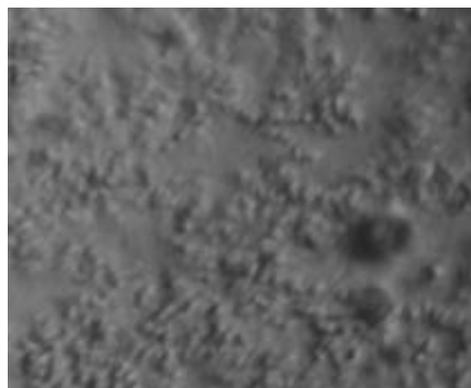
Рисунок 4.4 – Влияние присадок на температуру застывания нефти пробы скв. № 3

Алкильные группы ингибитора входят в состав кристаллов n-алканов, при этом полярные группы полимеров остаются на поверхности, что в свою очередь ограничивает рост кристаллов. При использовании полимерных присадок молекулы парафиновых углеводородов удерживаются в жидкой форме, что предотвращает оседание в нефти. Кроме того, такое применение полимерных присадок положительно сказывается на изменении температуры застывания нефти и её структуры.

Выбор присадки для снижения температуры застывания парафинистой нефти является важным аспектом, поскольку это влияет на процесс добычи и транспортировки. Нами были произведены исследования, в результате которых были отобраны образцы нефти с присадкой и без. Изучение микрофотографий показало, что присадка №3 обладает максимальным ингибирующим эффектом.



Исходная нефть



Нефть с присадкой № 3

Рисунок 4.5 – Микрофотографии исследуемой нефти (600-кратное увеличение)

Был составлен рейтинг присадок по увеличению их депрессорных свойств. Ингибирующая присадка (образец номер 3) оказалась наиболее эффективной, в то время как образцы под номерами 2 и 4 проявили наименьший эффект. Для изучения кинематической вязкости пробы была выбрана наиболее эффективный образец под номером 3. Результаты показали, что использование эффективного ингибитора в значительной степени снижает кинематическую вязкость нефти. Полученные графические зависимости (рисунки 4.6 – 4.8) демонстрируют важность правильного выбора ингибирующей присадки при эксплуатации нефти.

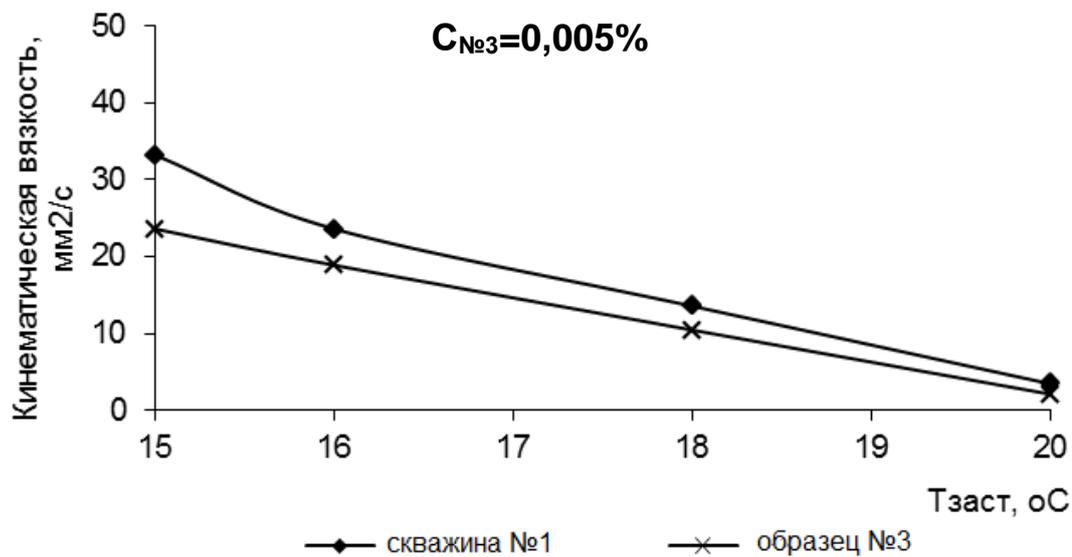


Рисунок 4.6 – Зависимость кинематической вязкости от температуры застывания для пробы скв.№1

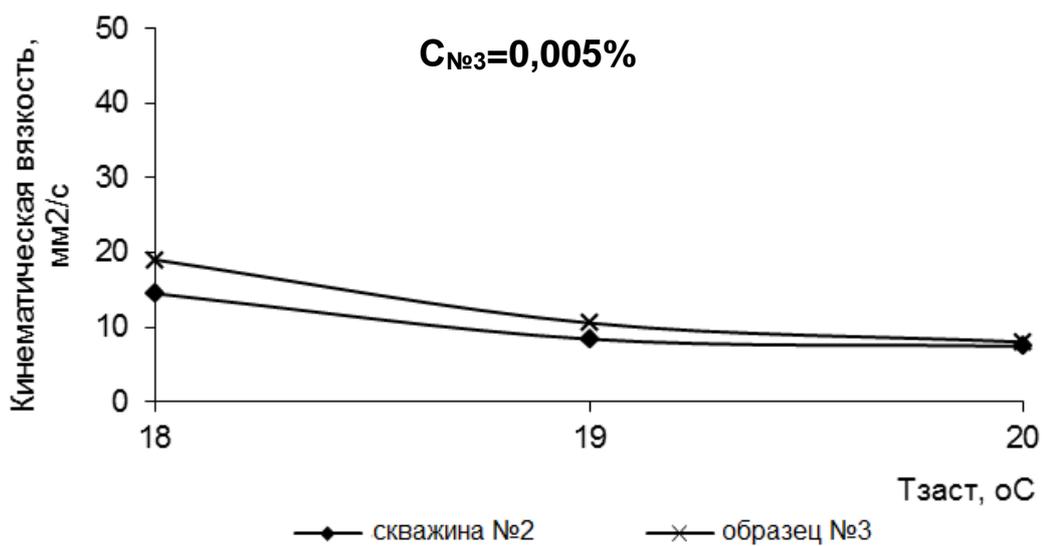


Рисунок 4.7 – Зависимость кинематической вязкости от температуры застывания для пробы скв.№2

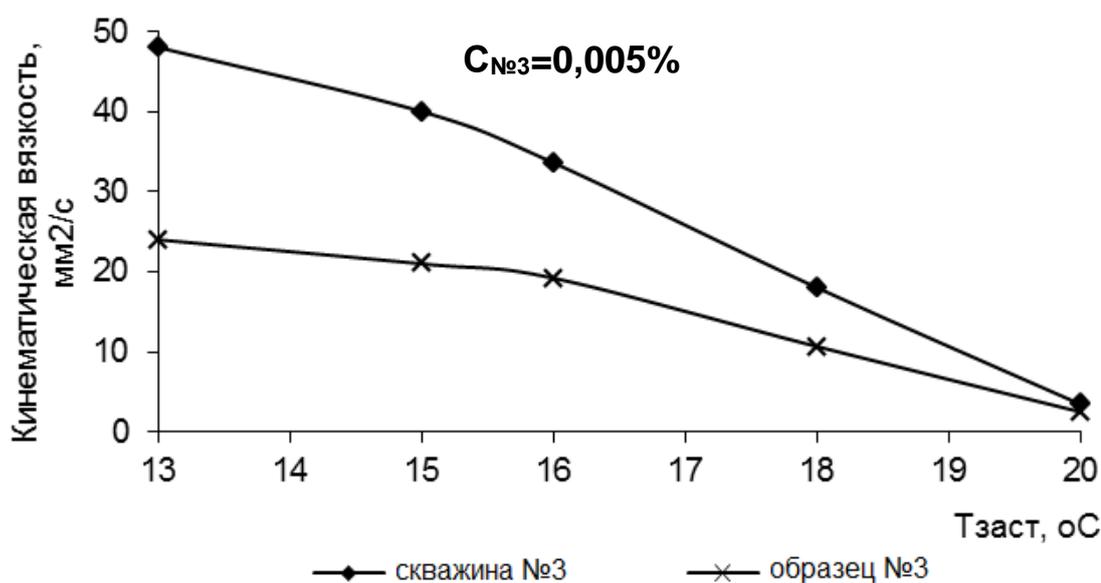
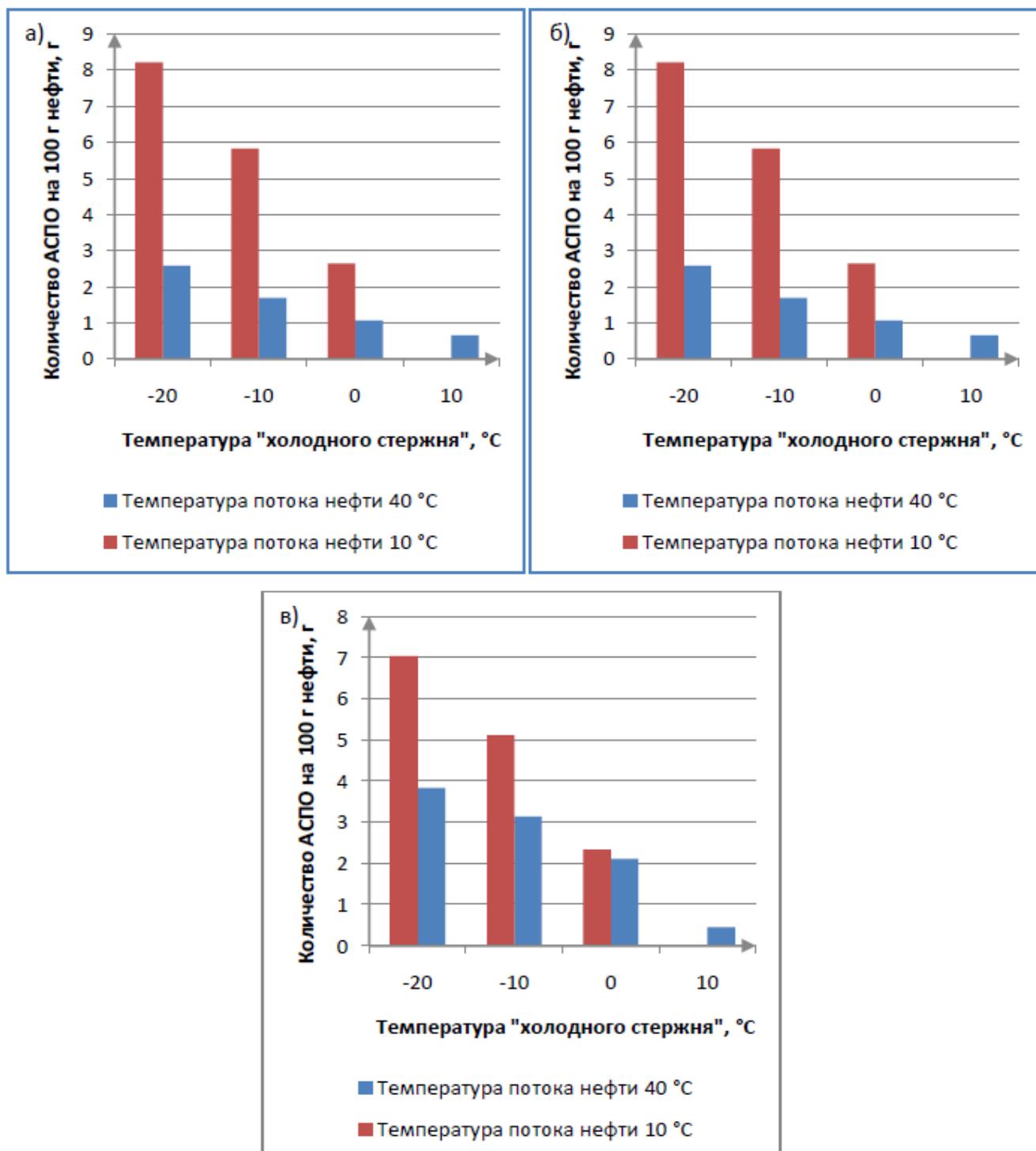


Рисунок 4.8 – Зависимость кинематической вязкости от температуры застывания для пробы скв.№3

Результаты анализа указывают на то, что с повышением температуры введение реагента вызывает снижение значения кинематической вязкости нефти, что провоцирует увеличение её текучести. При этом, происходит постепенное перераспределение свойств нефти в сторону ньютоновских, и она, наконец, достигает равновесного состояния. Полученная зависимость кинематической вязкости от концентрации присадок, в свою очередь, указывает на то, что образец под номером 3 обладает максимальным депрессорным эффектом (проба скважины №3), при котором происходит снижение вязкости в 1,5-2 раза.

4.2 Подбор эффективных присадок для предотвращения образования АСПО

Для низкотемпературных условий Западной Сибири характерно образование парафинистых отложений (рисунок 4.9).



а) скв.№1; б) скв.№2; в) скв.№3

Рисунок 4.9 – Осадкообразование нефти в зависимости от температуры потока нефти и холодного стержня

На интенсивность парафинизации кроме состава и содержания парафина в нефти влияет температура кристаллизации парафина и температурный режим нефтепровода. При снижении температуры наблюдается увеличение количества нефтяного осадка.

Использование химических реагентов, ингибиторов в нефтегазовой промышленности является важным методом борьбы с нефтяными отложениями. Однако, точно спрогнозировать эффективность их применения трудно из-за меняющегося состава многофазной нефтяной системы. Кроме того, определить лучшую присадку также оказывается сложной задачей, что связано с различным воздействием присадок на различные характеристики нефти.

Действие химических реагентов, предназначенных для ингибирования АСПО, зависит от механизма воздействия на формирование дисперсной фазы нефти. В качестве ингибиторов АСПО применяют полимерные присадки, характеризующиеся многофункциональным действием (таблица 2.1). Они различаются по механизму воздействия на формирование дисперсной фазы нефти. Некоторые из них предотвращают образование центров кристаллизации (образцы под номерами 2 и 4), а другие задерживают рост кристаллов. Все реагенты участвуют в формировании частиц дисперсной фазы, т.е. вступают во взаимодействие с твердой фазой на стадии фазового перехода компонентов из жидкого в твердое состояние.

Количество образующихся парафинистых отложений определяли методом «холодного стержня». Температура потока нефти – плюс 10 °С. Температура «холодного стержня» – минус 20 °С. Время работы «холодного стержня» составляет 1 час. Результаты испытаний представлены в табличной и графической форме. Для построения графиков использовали зависимость ингибирующей способности присадок от их концентрации. Ингибирующую способность присадок рассчитывали по формуле (2.2). Для всех нефтяных месторождений выбрали эффективные ингибиторы, степень ингибирования которых более 60%.

4.2.1 Исследование нефти скважины №1

По результатам исследования, проводимых на установке по определению количества АСПО методом «холодного стрижня» (таблица 4.2) для скв.№1 наиболее эффективным является ингибитор №4 (степень ингибирования 87% при концентрации 0,03 масс. %.), затем средние результаты показали ингибиторы №2 (степень ингибирования 68% при концентрации 0,05 масс. %) и №1 (степень ингибирования 62% при концентрации 0,05 масс. %.).

Таблица 4.2 – Результаты исследования ингибиторов скважины №1

Концентрация присадки в нефти, масс.%	Количество АСПО, г/100г	Степень ингибирования, I, масс.%
Образец №1		
0,03	11,2	-36
0,05	3,1	62
0,075	8,2	0
Образец №2		
0,03	8,2	0
0,05	2,6	68
0,075	7,9	4
Образец №3		
0,03	11	-34
0,05	3,3	60
0,075	7,6	8
Образец №4		
0,03	1,1	87
0,05	6,2	25
0,075	8,5	-3

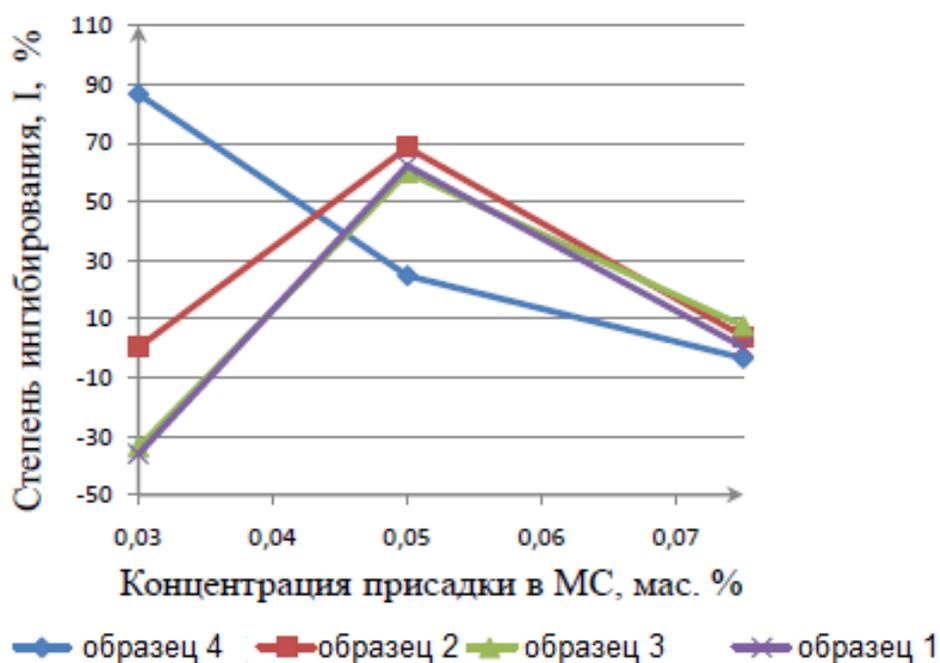


Рисунок 4.10 – Эффективность действия ингибиторов в нефти скважины №1 в зависимости от концентрации присадок

4.2.2 Исследование нефти скважины №2

Для скв.№2 (таблица 4.3) наиболее эффективным является ингибитор №4 (степень ингибирования 64 % при концентрации 0,05 %). Остальные ингибиторы показали низкую эффективность ингибирования, менее 60 %

Таблица 4.3 – Результаты исследования ингибиторов скважины №2

Концентрация присадки в нефти, масс. %	Количество АСПО, г/100г	Степень ингибирования, I, масс. %
Образец №1		
0,03	6	2
0,05	3,1	50
0,075	5,2	15
Образец №2		
0,03	4,2	32
0,05	4,6	25
0,075	4,9	20
Образец №3		
0,03	5	19
0,05	3,5	43
0,075	4,1	33
Образец №4		
0,03	2,6	58
0,05	2,2	64
0,075	4	35

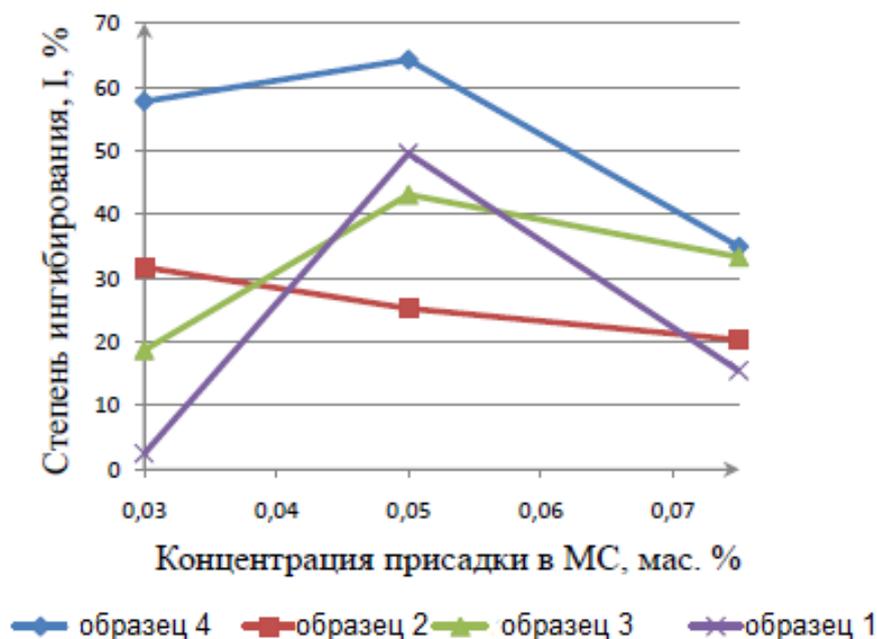


Рисунок 4.11 – Эффективность действия ингибиторов в нефти скважины №2 в зависимости от концентрации присадок

4.2.3 Исследование нефти скважины №3

Для скв.№2 (таблица 4.4) все ингибиторы показали низкую степень ингибирования, менее 60 %. Возможно использование ингибитора №4 в концентрации 0,03, со степенью ингибирования 56 %.

Таблица 6.4 – Результаты исследования ингибиторов скважины №3

Концентрация присадки в нефти, масс. %	Количество АСПО, г/100г	Степень ингибирования, I, масс. %
Образец №1		
0,03	10,2	-45
0,05	5,1	28
0,075	8,2	-16
Образец №2		
0,03	6,8	3
0,05	4,6	35
0,075	7	1
Образец №3		
0,03	4	43
0,05	3,3	53
0,075	7,6	-8
Образец №4		
0,03	3,1	56
0,05	6,2	12
0,075	7,5	-7

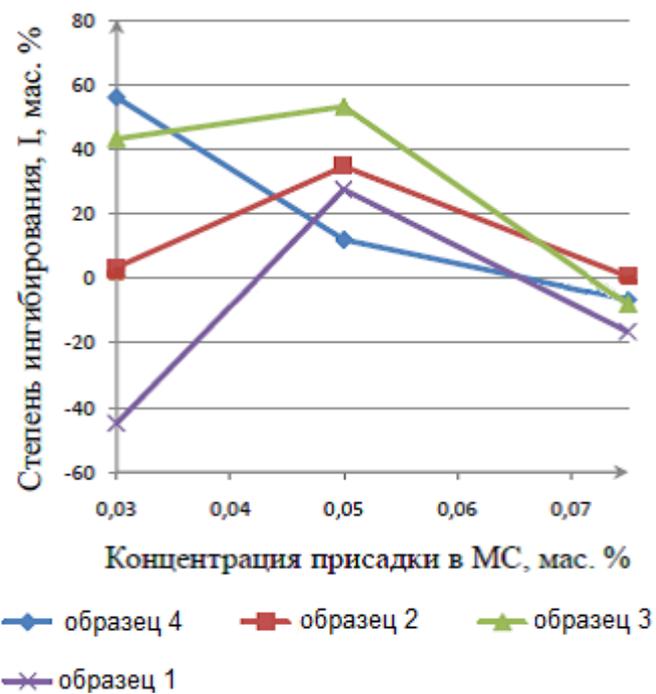


Рисунок 4.12 – Эффективность действия ингибиторов в нефти скважины №3 в зависимости от концентрации присадок

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Предпроектный анализ

5.1.1 Потребители результатов исследования

Продукт – эффективные депрессорные присадки и ингибиторы парафиноотложения.

Целевой рынок – нефтехимическая отрасль промышленности.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Таблица 5.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1 Удобство в эксплуатации (соответствует потребителям)	0,20	5	1	4	1,0	0,20	0,8
2 Надежность	0,20	5	4	5	0,25	0,20	0,25
3 Безопасность	0,20	5	5	5	0,45	0,45	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							
4 Цена	0,20	5	4	4	0,4	0,36	0,36
5 Наличие сертификации разработки	0,20	4	5	2	0,2	0,25	0,1
Итого	1	24	19	20	2,3	1,46	1,96

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле [48]:

$$K = \sum B_i \cdot b_i, \quad (5.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

b_i – балл i-го показателя.

Согласно значениям, приведенным в таблице, и проведенного анализа, можно сделать следующие выводы:

- данная научно-исследовательская разработка имеет преимущества в удобстве эксплуатации для потребителей ($K=2,0$);

- является надежной ($K=0,70$), безопасной ($K=1,35$) и приемлемой в цене ($K=1,12$).

5.1.3 SWOT-анализ

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

Он проводится в несколько этапов.

Первый этап – составление матрицы SWOT.

1. Сильные стороны. Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта. Сильные стороны свидетельствуют о том, что у проекта есть отличительное преимущество или особые ресурсы, являющиеся особенными с точки зрения конкуренции.

2. Слабые стороны. Слабость – это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Это то, что плохо получается в рамках проекта или где он располагает недостаточными возможностями или ресурсами по сравнению с конкурентами.

3. Возможности. Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию в настоящем или будущем, возникающую в условиях окружающей среды проекта, например, тенденцию, изменение или предполагаемую потребность, которая поддерживает спрос на результаты проекта и позволяет руководству проекта улучшить свою конкурентную позицию.

4. Угроза представляет собой любую нежелательную ситуацию, тенденцию или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые

имеют разрушительный или угрожающий характер для его конкурентоспособности в настоящем или будущем.

Результаты SWOT-анализа представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии</p> <p>С2. Востребованность в нефтяной промышленности</p> <p>С3. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С4. Квалифицированный руководитель.</p> <p>С5. Экологичность технологии.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой</p> <p>Сл2. Большое количество конкурентов</p> <p>Сл3. Недостаточная информированность о разработке на рынке.</p> <p>Сл4. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт научных исследований</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок</p> <p>В4. Переход нефтехимической отрасли на ресурсосберегающие технологии</p>	<p>1. Предложение наиболее эффективных марок производителей ингибиторов парафиноотложения в целях повышения качества товарной нефти</p>	<p>1. Повышение квалификации кадров</p> <p>2. Привлечение новых заказчиков</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства</p> <p>У3. Переход на альтернативное топливо</p> <p>У4. Исчерпание природных ресурсов</p> <p>У5. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>1. Продвижение новой технологии с целью появления спроса</p> <p>2. Использование импортного сырья</p>	<p>1. Продвижение новой технологии с целью появления спроса</p> <p>2. Использование импортного сырья</p>

В результате проведенного анализа стоит отметить следующее: данная разработка является востребованной, но в то же время имеет значительное количество конкурентов, что делает её уязвимой на рынке. Для достижения

экономических успехов следует провести дополнительное количество экспериментов на более чувствительном оборудовании, которое имеется у заграничных ученых.

5.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Таблица 5.3 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
Определен имеющийся научно-технический задел	4	5
Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	5
Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	5
Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	5
Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	5
Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	4
Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	4	5
Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	3
Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	5
Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	4
Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	2
Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	4
Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
Проработан механизм реализации научного проекта	2	3
ИТОГО БАЛЛОВ	41	59

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле [51]:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (5.2)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение коэффициента $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 41, что говорит о средней перспективности. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 59 – перспективность выше среднего.

По результатам степени готовности дипломного проекта к коммерциализации можно сказать, что необходимо проработать вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок, организации команды для коммерциализации проекта.

5.1.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

Методом коммерциализации научной разработки был выбран инжиниринг [48]. Данный метод как самостоятельный вид коммерческих операций предполагает предоставление на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг, связанных с проектированием, строительством и вводом объекта в эксплуатацию, с разработкой новых технологических процессов на предприятии заказчика, усовершенствованием имеющихся производственных процессов вплоть до внедрения изделия в производство и даже сбыта продукции.

5.2 Инициация проекта

Таблица 5.4 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Роснефть – ЗАО «Ванкорнефть»	Оптимизация/усовершенствование существующей технологии транспортировки нефти по системе магистральных трубопроводов

Таблица 5.5 – Цели и результат проекта

Цели проекта:	Подбор наиболее эффективного метода подготовки тяжелых нефтей
Ожидаемые результаты проекта	Выбрать наиболее эффективные ингибирующие и депрессорные присадки для исследуемых образцов нефти
Критерии приемки результата проекта	Соответствие бюджету, подтверждение выбора эффективных депрессорных и ингибирующих присадок (СНПХ-2005, Flexoil).
Требования к результату проекта	Требование: Предложенные марки депрессоров и ингибиторов должны быть экономически выгодными и доступными для предприятия Эффективность действия присадок подтверждается опытным путем

5.2.1 Организационная структура проекта

Таблица 5.6 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудо-затраты, час.
1	Бешагина Евгения Владимировна, НИ ТПУ, ИШПР, доцент	Руководитель	Координация деятельности проекта	80
2	Баянова Татьяна Владиславовна, НИ ТПУ, ИШПР, магистр	Исполнитель	Выполнение НИР	485
ИТОГО:				565

5.3 Планирование управления научно-техническим проектом

5.3.1 План проекта

При организации процесса реализации данного проекта необходимо рационально планировать занятость каждого из его участников и сроки проведения отдельных работ. Составим полный перечень проводимых работ, определим их исполнителей и рациональную продолжительность и представим в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
Изучение литературы, составление литературного обзора	38	12.01	28.02	Баянова Татьяна Владиславовна
Расчет на математической модели	21	2.03	31.03	Баянова Татьяна Владиславовна
Обсуждение полученных результатов	8	1.04	10.04	Баянова Татьяна Владиславовна, Бешагина Евгения Владимировна
Оформление выводов	14	13.04	30.04	Баянова Татьяна Владиславовна
Оформление пояснительной записки	18	5.05	29.05	Баянова Татьяна Владиславовна
И т о г о:	99	12.01	29.05	

Диаграмма Ганта [48] – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Таблица 5.8 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Тк, кал, дн.	Продолжительность выполнения работ										
			2021		2022		2022		2023				
			I сем	II сем	III сем	IV сем	I сем	II сем	III сем	IV сем			
Изучение литературы, составление литературного обзора	Специалист	85	■										
Расчет на математической модели	Специалист	96			■								
Обсуждение полученных результатов	Специалист, руководитель	85					■						
Оформление выводов	Специалист	56								■			
Оформление пояснительной записки	Специалист	40										■	

5.3.2 Бюджет научного исследования

Таблица 5.9 – Группировка затрат по статьям

Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
156	18400	150149	40690	209395

Таблица 5.10 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Марка, размер	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Блокнот	A5	1	80	80
Ручка		5	10	50
Всего за материалы				130
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				26
Итого по статье См				156

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включены все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме.

Таблица 5.11 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Компьютер	1	18400	18400

При приобретении спецоборудования учтены затраты по его доставке и монтажу в размере 15 % от его цены. Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений

Расчет основной заработной платы

Основная заработная плата (Зосн) руководителя от университета [48]:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (5.3)$$

где Зосн – основная заработная плата одного работника;

Тр – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 5.13);

Здн – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле [48]:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (5.4)$$

где Зм – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня за полгода М = 4,7 месяца, 5-дневная неделя;

Гд – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл. 5.12).

Таблица 5.12 – Баланс рабочего

Показатели рабочего времени	Руководитель	Специалист
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	44	48
- выходные дни	14	14
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	56	28
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	275

Месячный должностной оклад работника [51]:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{б}} \cdot k_{\text{р}}, \quad (5.5)$$

где $З_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 5.13

Таблица 5.13 – Расчёт основной заработной

Исполнители	$З_{\text{б}}$, руб.	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, руб.	$З_{\text{дн}}$, руб.	$Т_{\text{р}}$, раб. дн.	$З_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	39300	1,3	44409	2961	8	23684,8
Специалист	26200	1,3	29606	1974	99	195400

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды [48].

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (5.6)$$

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

Таблица 5.14 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Специалист
Зарплата	814165	495407
Отчисления на соц.нужды	244250	148622

5.3.3 Организационная структура проекта

В практике используется несколько базовых вариантов организационных структур: функциональная, проектная, матричная.

Наиболее подходящей организационной структурой данной работы является проектная, представленная на рисунке 5.1.



Рисунок 5.1 – Организационная структура проекта

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

5.4.1 Оценка абсолютной эффективности исследования

Чистая текущая стоимость (NPV)

Таблица 5.15 – Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

№	Наименование показателей, руб	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1.	Выручка от реализации	0	150000	150000	150000	150000
2.	Итого приток	0	150000	150000	150000	150000
3.	Инвестиционные издержки	-209395	-	-	-	-
4.	Операционные затраты	0	-48310	-48310	-48310	-48310
5.	Налоги	0	-9662	-9662	-9662	-9662
6.	Итого отток	-209395	-57972	-57972	-57972	-57972
7.	Чистый денежный поток (от операционной и инвестиционной деятельности) 6-7	-209395	92028	92028	92028	92028
8.	Коэффициент дисконтирования (приведения при $i=0,10$)	1,0	0,909	0,826	0,751	0,683
9.	Дисконтированный чистый денежный поток ($c7*c8$)	-209395	83653	76015	69113	62855
10	То же нарастающим итогом (NPV =238)	-209395	-125742	-49727	19386	82241

$$NPV = 82241$$

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 82241 руб., что свидетельствует о его эффективности.

Вывод $NPV > 0$, следовательно проект эффективен.

Дисконтированный срок окупаемости (PP)

Одним из недостатков показателя простого срока окупаемости является игнорирование в процессе его расчета разной ценности денег во времени. Этот недостаток устраняется путем определения дисконтированного срока окупаемости.

Срок окупаемости определяется по следующей формуле [48]:

$$PP = \text{число лет предшествующих сроку окупаемости} + \frac{\text{невозмещенная сумма на начало года окупаемости}}{\text{приток наличности в течение года окупаемости}}$$

Таблица 5.16 – Срок окупаемости инвестиционного проекта

Периоды	0	1	2	3	4
Денежный поток	-209395	92028	92028	92028	92028
Ставка дисконтирования, i , %	10				
Дисконтированный денежный поток	-209395	83653	76015	69113	62855
Накопленный дисконтированный денежный поток	-209395	-125742	-49727	19386	82241

$$PP = 2 + \frac{49727}{69113} = 2,72 \text{ месяца}$$

Внутренняя ставка доходности (IRR)

Для установления показателя чистой текущей стоимости (NPV) необходимо располагать информацией о ставке дисконтирования, определение которой является проблемой, поскольку зависит от оценки экспертов. Поэтому, чтобы уменьшить субъективизм в оценке эффективности инвестиций на практике широкое распространение получил метод, основанный на расчете внутренней ставки доходности (IRR).

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования (i) существует обратная зависимость. Эта зависимость следует из таблицы 5.17 и графика, представленного на рисунке 5.2.

Таблица 5.17 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

Наименование показателей	Шаг расчета					NPV
	0	1	2	3	4	
Чистые денежные поступления	-209395	92028	92028	92028	92028	
Коэффициент дисконтирования $i=0, 10$ $i=0, 20$	1,0	0,909	0,826	0,751	0,683	
	1,0	0,833	0,694	0,578	0,482	

Продолжение таблицы 5.17

$i=0,40$	1,0	0,714	0,510	0,364	0,260	
$i=0,50$	1,0	0,667	0,444	0,295	0,198	
Дисконтированный чистый денежный поток:						
$i=0,10$	-209395	83653	76015	69113	62855	82243
$i=0,20$	-209395	76659	63867	53192	44357	28680
$i=0,40$	-209395	65708	46934	33498	23927	-30331
$i=0,50$	-209395	61383	40860	27148	18222	-61782

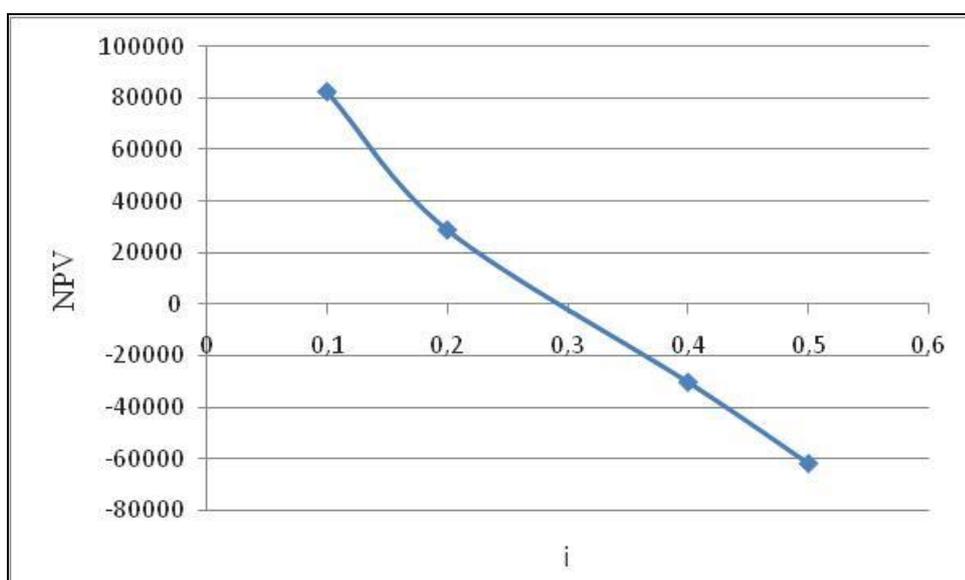


Рисунок 5.2 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

По графику определяем, что IRR составляет 0,3.

Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI)

Индекс доходности показывает, сколько приходится дисконтированных денежных поступлений на рубль инвестиций.

Расчет этого показателя осуществляется по формуле [48]:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧПД_t}{(1+i)^t} / I_0, \quad (5.6)$$

где I_0 – первоначальные инвестиции.

$$PI = \frac{83653 + 76015 + 69113 + 62855}{209395} = 1,39$$

$PI=1,39 > 1$, следовательно, проект эффективен при $i=0,1$; $NPV=82243$.

5.4.2 Оценка сравнительной эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (таблица 5.18). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 5.18 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Вариант исполнения аналога №	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
1	300	46000	189341	51311	286952
2	250	51750	174268	47227	273495

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как [48]:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{209395}{286952} = 0,73 \quad (5.7)$$

$$I_{\phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{286952}{286952} = 1$$

$$I_{\phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{273495}{286952} = 0,95$$

где I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом [51]:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p \quad (5.8)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы, пример которой приведен ниже.

Таблица 5.19 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Точность	0,1	5	4	3
2. Быстрота проведения контроля	0,15	4	3	4
3. Надежность	0,15	5	4	3
4. Экологичность	0,20	5	4	2
5. Безопасность	0,25	5	5	5
6. Простота эксплуатации	0,15	1	2	3
ИТОГО	1	25	22	20

$$I_m^p = 5*0,1 + 4*0,15 + 5*0,15 + 4*0,2 + 4*0,25 + 5*0,15 = 4,4$$

$$I_m^{a2} = 4 * 0,1 + 3 * 0,15 + 4 * 0,15 + 4 * 0,2 + 4 * 0,25 + 5 * 0,15 = 4$$

$$I_m^{a2} = 3 * 0,1 + 4 * 0,15 + 3 * 0,15 + 2 * 0,2 + 5 * 0,25 + 3 * 0,15 = 3,45$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,4}{0,73} = 6,03, \quad (5.9)$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a2}} = \frac{4}{1} = 4$$

$$I_{финр}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,45}{0,95} = 3,63$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта [48]:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^a} = \frac{6,03}{3,63} = 1,66 \quad (5.10)$$

где \mathcal{E}_{cp} – сравнительная эффективность проекта; $I_{mэ}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{mэ}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 5.20 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Аналог 2	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,95	0,73
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4	3,45	4,4
3	Интегральный показатель эффективности	4	3,63	6,03
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,51		1,45

5.4.3 Расчет прибыли

Прибыль примем в размере 20 % от полной себестоимости проекта. В нашем случае прибыль составляет 46797,91 руб. (20 %) от расходов на разработку проекта.

5.4.4 Расчет НДС

НДС составляет 20 % от суммы затрат на разработку и прибыли. В нашем случае это $(273495 + 46797,91) * 0,2 = 56157,49$ руб.

5.4.5 Цена разработки НИР

Цена равна сумме полной себестоимости, прибыли и НДС, в нашем случае $C_{\text{НИР(КР)}} = 273495 + 46797,91 + 56157,49 = 336944,96$ руб.

Сравнение значений интегральных показателей эффективности вариантов исполнения разработки показало, что более эффективным вариантом решения технической задачи, поставленной в магистерской диссертации с позиции финансовой и ресурсной эффективности, является аналог 1.

Эффективность проекта будет обеспечена за счет уменьшения затрат на приобретение отечественных аналогов реагентов взамен импортных, примерно на 30 %. А также снижение затрат в процессе эксплуатации.

6 Социальная ответственность

В современном мире химия и химическое производство является одной из наиболее развитых отраслей промышленности. Химическое производство насыщено опасными факторами: использование электроэнергии, высокого давления и глубокого вакуума, высоких и низких температур, разнообразных, агрессивных или токсичных соединений, большинство из которых обладают взрывоопасными и пожароопасными свойствами. Одной из основных задач проектирования является внедрение на предприятиях и рабочих местах совершенных средств техники безопасности и безвредных условий труда, обеспечения санитарно-гигиенических условий, устраняющих производственный травматизм и профессиональные заболевания. Все вышесказанное в полной мере относится и к химическим лабораториям высших учебных заведений. Выпускная квалификационная работа проводилась в лаборатории на кафедре топлива. Основным видом работ при выполнении ВКР – это исследования физико-химических свойств, состава нефти и нефтяных отложений.

В данной работе объектом исследования являются образцы нефти месторождений Западной Сибири (шифры проб скв. №№ 1, 2, 3) и их смеси с растворами высокомолекулярных полимеров.

Целью социальной ответственности является анализ вредных и опасных факторов труда работников испытательной лаборатории, и создание мер защиты от этих факторов. В разделе рассматривается требование техники безопасности при проведении работ, охрана труда и промышленной безопасности, охрана окружающей среды и экологической безопасности, которые применяются на данном предприятии.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Форма трудового процесса – пятидневная рабочая неделя.

Работник имеет право на отдых, включая отдых в течение рабочего дня.

Время отдыха – период трудовых отношений, в ходе которого работник свободен от исполнения своих обязанностей по трудовому договору. Право на отдых закреплено в Конституции РФ.

Виды времени отдыха, предоставляемые работнику (ст. 107 Трудового кодекса РФ):

- перерывы в течение рабочего дня (ст. 108, 109 Трудового кодекса РФ);
- еженедельный непрерывный отдых (выходные дни) (ст. 110, 111 Трудового кодекса РФ);
- нерабочие праздничные дни (ст. 112 Трудового кодекса РФ);
- отпуска (ст. 114-119 Трудового кодекса РФ).

В течение рабочего дня (смены) работник имеет право на отдых.

Виды перерывов в течение рабочего дня (смены):

- перерыв для отдыха и питания
- специальный перерыв для обогрева и отдыха
- перерывы для кормления ребенка (ст. 258 Трудового кодекса РФ).

В течение перерыва работник освобождается от работы и использует время отдыха по своему усмотрению. Перерыв для отдыха и питания не включается в рабочее время и не оплачивается. Продолжительность перерыва должна быть не менее 30 минут и не более 2 часов.

Лаборант химического анализа в своей деятельности руководствуется:

- действующими нормативными документами по вопросам выполняемой работы;
- уставом организации, локальными нормативными актами организации;
- должностной инструкцией, трудовым договором.

Лаборант химического анализа подчиняется руководителю подразделения. На время отсутствия лаборанта химического анализа (отпуск, болезнь и пр.) его обязанности исполняет лицо, назначенное приказом директора.

Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего в лаборатории, по месяцам и за весь учетный период.

Каждый день в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка) [49].

6.2 Производственная безопасность

В данном пункте анализируются опасные и вредные факторы, которые могут возникать на производстве. В таблице 6.1 представлены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Подготовительный	Основной	
1. Повышенный уровень шума	-	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
2. Недостаточная освещенность рабочей зоны	-	+	СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение
3. Повышенная влажность и загазованность рабочей зоны;	+	+	ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
4. Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
5. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
6. Пожаро-взрывобезопасность на рабочем месте	+	+	ГОСТ 12.1.044-2018. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов

6.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Сотрудники, работающие в аналитических лабораториях подвержены воздействию вредных факторов.

1. Повышенный уровень шума

Уровни звука (шума) и эквивалентные уровни звука при работе, требующей сосредоточенности, административно-управленческой деятельности, измерительных и аналитических лабораторий: не должны

превышать допустимый уровень в соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Допускаемые уровни звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Работа, требующей сосредоточенности, административно-управленческая деятельность, измерительная и аналитическая лаборатория	93	79	70	63	58	55	52	50	49	60

К индивидуальным мероприятиям для снижения вредного влияния шума согласно [52, 53] можно отнести: наушники, противозумные вкладыши, шлемы. Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

К методам и средствам коллективной защиты можно отнести изолированные или встроенные элементы конструкции производственного помещения (экраны, перегородки, кабины и т.п.), поглощающие или ослабляющие звуковое излучение.

2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Искусственное освещение помещений может быть двух систем – общее (равномерное и локализованное) и комбинированное [55].

Рабочее освещение следует предусматривать для всех помещений зданий, а также для участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения транспорта. Для помещений, имеющих зоны с разными условиями естественного освещения и различными режимами работы, необходимо раздельное управление освещением таких зон.

Для общего и местного освещения помещений следует использовать источники света с коррелированной цветовой температурой от 2400 до 6500 К. Цветовая коррелированная температура светодиодов белого света в помещениях общественных зданий с постоянным пребыванием людей не должна превышать 4000 К, в помещениях пребывания детей в дошкольных образовательных организациях рекомендуется принимать не более 3000 К. Интенсивность ультрафиолетового излучения в диапазоне длин волн 320-400 нм не должна превышать 0,03 Вт/м. Наличие в спектре излучения длин волн менее 320 нм не допускается.

Для искусственного освещения следует использовать источники света и световые приборы с показателем световой отдачи не менее указанного в Постановлении № 2255 от 24 декабря 2020, отдавая предпочтение при равной мощности источникам света с наибольшими световой отдачей и сроком службы, с учетом требований к цветоразличению.

Применение ламп накаливания общего назначения для освещения ограничивается. Не допускается применение для освещения ламп накаливания общего назначения мощностью 100 Вт и более.

Требования к индексу цветопередачи и коррелированной цветовой температуре применяемых источников света и световых приборов должны соответствовать Постановлению № 2255 от 24 декабря 2020.

3. Повышенная влажность и загазованность рабочей зоны

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности

фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления [55]. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H_2S – $0,1 \text{ м}^2/\text{м}^3$ по Государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.005–88.

Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

4. Производственные факторы, связанные с электрическим током

Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках оборудования, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара [57].

В целях избегания возникновения опасных ситуаций предусмотрены необходимые меры безопасности:

- оборудование, трубопроводы, применяемые на производстве, полностью герметичны;
- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц устанавливаются

ГОСТ 12.1.038-82 [64]. Наиболее опасным считается переменный ток с частотой 50 Гц.

Основные средства индивидуальной защиты: изолирующая подставка, резиновый коврик (дорожка), калоши или боты [59].

5. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм

Нефть, химреагенты (ингибиторы и деэмульгаторы), относятся к веществам 3 класса опасности [60] и являются легковоспламеняющейся жидкостью, умеренно опасной по степени воздействия на организм, вредная при проглатывании. Вызывает раздражение кожи, повреждения глаз. Может вызвать раздражение верхних дыхательных путей, сонливость и головокружение при однократном воздействии.

Для веществ, принадлежащих 3-му классу, установлены значения:

- предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – 1,1–10,0 мг/м³;
- средняя смертельная доза при введении в желудок – 151–5000 мг/кг;
- средняя смертельная доза при нанесении на кожу – 501–2500 мг/кг;
- средняя смертельная концентрация в воздухе – 5001–50000 мг/м³.

Для индивидуальной защиты необходимо использовать перчатки, средства защиты органов дыхания, очки, халат, защитную обувь. Для коллективной защиты в помещении должна быть предусмотрена вытяжка или вентиляция. Перед началом работы с вредными химическими реагентами проводится инструктаж.

6 Пожаро-взрывобезопасность на рабочем месте

Пожаро- и взрывобезопасность при выполнении работ с использованием химических веществ следует осуществлять в соответствии с ГОСТ 12.1.030, ГОСТ 12.1.010, ГОСТ 12.2.025, ГОСТ 12.1.004.

При работе с взрывоопасными легковоспламеняющимися и горючими веществами необходимо:

нагревать взрывоопасные вещества только в вытяжном шкафу на электронагревательных приборах закрытого типа;

- нагревать легковоспламеняющиеся вещества в вытяжном шкафу с закрытым электронагревом: не более 100 °С – на водяных, а свыше 100 °С – на масляных или песчаных банях. При этом температура бани не должна превышать температуры самовоспламенения нагреваемой жидкости;

- опускать колбу с легковоспламеняющейся жидкостью в горячую воду только после ее предварительного постепенного подогрева;

- иметь под рукой одеяло или плотную ткань для быстрого тушения огня в случае пожара;

- собирать в герметичную специальную тару горючие жидкости, не использованные в работе; в конце рабочего дня тару следует удалить из лаборатории, произвести регенерацию или уничтожение содержимого;

- выключить все газовые горелки и нагревательные приборы при проливах огнеопасных жидкостей, место пролива засыпать песком, а загрязненный песок собрать неметаллическим совком;

- устанавливать ящики с горючими и легковоспламеняющимися жидкостями в местах, удаленных от поверхностей, выделяющих тепло, при этом учитывать возможность беспрепятственного подхода к ним;

- держать закрытыми створки вытяжного шкафа во время перерыва его эксплуатации;

- убирать помещения, в которых пролиты горючие и легковоспламеняющиеся и легкоиспаряющиеся жидкости, при выключенных горелках и электронагревательных приборах.

Расчет системы искусственного освещения

Рабочее освещение нормируется по СП 52.13330.2016 [65] в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. Рабочее освещение создаёт равномерную освещённость, исключает возможность образования резких теней, блескости,

обеспечивает правильную цветопередачу, является экономичным, надёжным и удобным в эксплуатации.

Аварийное освещение предусмотрено на случай отключения рабочего освещения для продолжения работ или для эвакуации людей. Освещенность в первом случае составляет не менее 2 лк, во втором – не менее 0,5 лк. Для охранного освещения (не менее 0,5 лк) используется часть светильников рабочего освещения.

Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения. Высота рабочей поверхности $h_{рп} = 0,7$ м; требуемая норма освещенности 300 лк. Коэффициент отражения стен $R_c = 50 \%$, потолка $R_n = 50 \%$.

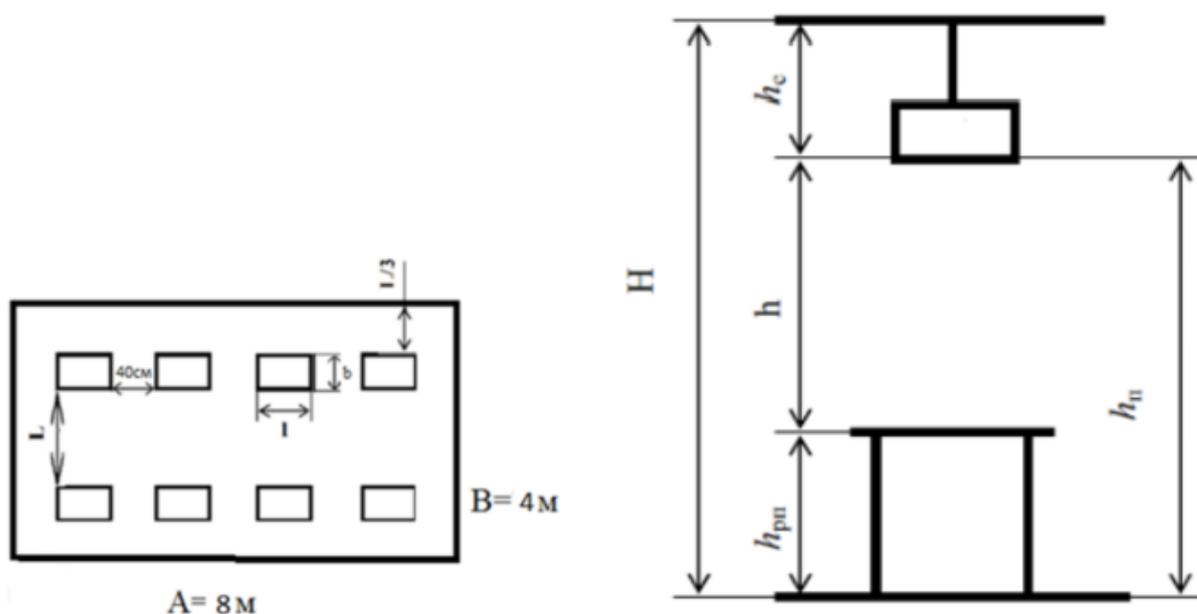


Рисунок 6.1 – Схема освещения рабочей зоны

Выбираем светильники типа ОДОР мощностью 40 Вт, $\lambda = 1,2$ из таблицы 9 в руководстве.

Приняв расстояние светильников от перекрытия $h_c = 0,5$ м (свес), получаем:

$$h = l - h_{рп} - h_c = 3 - 0,7 - 0,5 = 1,8 \text{ м}$$

$$L = \lambda \cdot h = 1,1 \cdot 1,8 = 1,98 \text{ м}$$

$$\frac{L}{3} = \frac{1,98}{3} = 0,66 \text{ м}$$

где $h_{рп}$ – высота рабочей поверхности над полом, м;

L – расстояние между соседними светильниками или рядами, м;
 h – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью, м.

Размещаем светильники в два ряда. В каждом ряду можно установить 4 светильника типа ОДОР мощностью 40 Вт (с длиной $l = 1,227$ м; шириной $b = 0,265$ м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 40 см.

Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении N будет равно:

$$N = n_{\text{ряд}} \cdot n_{\text{св}} = 2 \cdot 8 = 16$$

Проверяем соответствие размеров

$$A = 3 \cdot 0,4 + 2 \cdot \frac{L}{3} + 4 \cdot l$$

$$A = 3 \cdot 0,4 + 2 \cdot 0,66 + 4 \cdot 1,227 = 7,428$$

$$B = L + 2 \cdot \frac{L}{3} + 2 \cdot b$$

$$B = 1,98 + 2 \cdot 0,66 + 2 \cdot 0,265 = 3,83$$

Находим индекс помещения:

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)} = \frac{8 \cdot 4}{1,8 \cdot (8 + 4)} = 1,48 \approx 1,5$$

По таблице 5 из руководства «Коэффициенты использования светового потока светильников с люминесцентными лампами» определяем:

$$\eta = 43\% \text{ или } \eta = 0,43$$

Определяем световой поток лампы:

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N_{\text{л}} \cdot \eta}$$

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, равен 1,5;

Z – коэффициент неравномерности освещения, для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1.

$$\Phi = \frac{300 \cdot 8 \cdot 4 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{16 \cdot 0,43} = 2302,32 \text{ Лм}$$

По таблице 6 из руководства «Основные характеристики люминесцентных ламп». Выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛД 40 Вт с потоком 2300 Лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{Л.СТАНД}} - \Phi_{\text{Л.РАСЧ}}}{\Phi_{\text{Л.СТАНД}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

$$-10\% \leq \frac{2300 - 2302,32}{2300} \cdot 100\% = -0,1\% \leq +20\% - \text{входит в диапазон}$$

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 40 \cdot 16 = 640 \text{ Вт.}$$

Коллективные средства защиты (КСЗ) в соответствии с СП 52.13330.2016:

1. Наличие светильников (взрывозащищенных).
2. Постоянная во времени освещенность.
3. Яркость светильников (отсутствие прямой и отражённой блескости).

6.3 Экологическая безопасность

Для защиты селитебной зоны атмосферы, гидросферы и литосферы от негативного воздействия используются следующие основные меры.

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

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

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

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

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации колонн могут возникнуть следующие виды чрезвычайных ситуаций [61]:

1. Техногенного характера:

– пожары и взрывы;

– аварии с выбросом и угрозой выброса химических опасных веществ;

2. Природного характера:

– метеорологические и агрометеорологические явления (мороз, буря, сильная метель, аномально высокие температуры).

Разберем наиболее вероятный вид чрезвычайной ситуации – пожар.

Основными причинами пожаров являются: не осторожное обращение с огнем, неисправность оборудования, разогрев деталей открытым огнем, оставление без присмотра нагревательных приборов, электростатические разряды, короткое замыкание, выделение горючих газов.

Требование к пожарной безопасности изложены в Федеральном законе 123 от 22.07.2008.

Пожарная безопасность является единым комплексом технических, организационных, эксплуатационных и режимных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов.

Требования к пожарной безопасности, которые необходимо соблюдать на нефтегазовой промышленности:

1. Курить в строго отведенных для этого местах. В производственных помещениях и территориях, где установлены знаки «курение запрещено» - курить строго запрещается.

2. В каждом производственном помещении должны быть первичные средства пожаротушения: огнетушители переносного и передвижного типа, пожарный инвентарь на пожарном щите, пожарные краны.

3. Пожарные краны комплектуются пожарными рукавами и стволами, закрытые и опломбированные в пожарных шкафах.

4. Проведение анализа газовой среды.

При возникновении пожара необходимо выполнить следующие требования:

1. Вызвать пожарных, сообщить о пожаре руководителю подразделения, диспетчеру. При необходимости вызвать скорую помощь;
2. Проверить автоматические системы противопожарной защиты (оповещение, освещение, пожаротушение) на включение. При отказе системы – включить в ручную;
3. Произвести аварийную остановку технологического оборудования;
4. При необходимости отключить электроэнергию, выключить вентиляторы вытяжной системы, перекрыть трубопроводы, прекратить любые работы в пожарной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;
5. Увести на безопасное расстояние всех сотрудников, не участвующих в тушении пожара;
6. Начать ликвидировать пожар первичными средствами пожаротушения (порошковые огнетушители (порошок попадает на горячее вещество и изолирует его от кислорода воздуха), песок и др.) до приезда пожарного расчета;
7. Организовать встречу пожарного расчета и сопроводить по кратчайшему пути по территории.

Превентивные меры по предотвращению типичной ЧС:

1. Повышение уровня автоматизации и механизации технологических процессов, оснащённости их быстродействующими техническими средствами защиты, в том числе автоматическими отсечными устройствами, системами взрывопреждения и локализации развития аварии, а также совершенствование профессиональной подготовки персонала.
2. Контроль химической обстановки с использованием стационарных, передвижных и персональных приборов и систем химического контроля.

6.5 Выводы по разделу

В данном разделе выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные социальные, экологические и правовые вопросы разрабатываемого объекта ВКР. Рассмотрен вопрос охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности. На основе выявленных вредных и опасных факторов на этапе разработки проектного решения и этапе его эксплуатации разработаны мероприятия по уменьшению воздействия этих факторов. Рассмотренные вопросы и разработанные решения помогут в дальнейшем вести профессиональную деятельность основываясь на них.

Заключение

Тяжелые нефти содержат значительное количество тяжелых углеводородов, таких как асфальтеносмолопарафиновые, которые усложняют их производство и переработку. В то же время, эти нефти более устойчивы к окислению и распаду, что делает их более долговечными и устойчивыми к воздействию факторов окружающей среды.

Тем не менее, интерес к парафинистым нефтям постоянно растет, так как они могут служить как источником сырья для производства различных нефтепродуктов, таких как дизельное топливо, мазут, керосин, битум и другие продукты. В то же время, развитие новых технологий подобрать и использовать оптимальные методы утилизации этих нефтей, что позволяет получать высококачественные нефтепродукты, в том числе и экологически чистые.

При механизированной добыче нефти на любом этапе разработки проблема накопления АСПО на забойном механизме и каналах транспортировки представляет значительные материальные затраты и остается особенно актуальной проблемой.

Образование АСПО может привести к порче нефтедобывающего оборудования, затрудняет и замедляет добычу нефти, загрязняет скважины. Применение химических реагентов на сегодняшний день является основным методом профилактики образования АСПО, так как увеличивается безремонтный период работы нефтепромыслового оборудования при относительно небольших затратах.

Введение присадок в нефть может значительно изменить процесс кристаллизации, приводя к увеличению пластичности и снижению прочности нефти. Образование комплексов между молекулами присадки и парафином может создавать пространственные препятствия для формирования кристаллического геля и уменьшать их упорядоченность, что

приводит к образованию смешанных кристаллов депрессор-парафин и мешает объединению частиц в пространственную сетку.

Для достижения нужной концентрации депрессора и ингибитора в нефти необходимо учитывать конкретные цели и условия применения. Разработка более эффективных и экономичных присадок может существенно способствовать техническому прогрессу трубопроводного транспорта высокопарафинистых нефтей и тяжелых нефтепродуктов.

Исследования, проведенные в данной области, показывают, что использование химических реагентов удаления нефтяных отложений может значительно повлиять на свойства тяжелой нефти. Введение в нефть определенных присадок может снизить температуру застывания на 10-20 градусов по Цельсию. Кроме того, использование полимерных присадок может приводить к изменению структуры нефти, уменьшая размер молекул парафина. Это может существенно улучшить реологические свойства нефти и повысить ее прочность.

Таким образом, парафинистые продолжают оставаться важными источниками сырья и требуют развития новых методов и технологий добычи и переработки. Использование последних, как сейчас, так и в будущем, будет способствовать удовлетворению растущего спроса на нефтепродукты и обеспечению энергетической безопасности в мире.

Список используемых источников

1. Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Ресурсный потенциал тяжелых нефтей Российской Федерации: перспективы освоения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т.5. – №2.
2. Форекс [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://forexaw.com/TERMs/Raw_materials/Energy/1117_Добыча_нефти_extraction_of_oil_нефтедобыча (дата обращения: 17.03.22).
3. Данилова Е. Тяжелые нефти России. // The Chemical Journal. – 2008. – №12. с. 34 – 37.
4. Ахметов С.А. «Технологии глубокой переработки нефти и газа», Учебное пособие для вузов. Уфа: Гилем, 2011. – 672 с.
5. Williams B. Heavy hydrocarbons playing key role in peak-oil debate, future energy supply. Oil & Gas Journal, July 28, 2013.
6. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть
7. Щепалов А.А. Тяжелые нефти. Газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья: Учебно-методическое пособие. – Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, 2012. – 93с., 26 рис., 13 табл., 29 ист.
8. Арнольд К., Стюарт М. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки нефти. Промысловая подготовка углеводородов/Перевод с английского. – М.:ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 776 с., ил. – (Промышленный инжиниринг).
9. Фахретдинов П.С., Борисов Д.Н., Романов Г.В. Новые регуляторы реологических свойств высокосмолистой нефти. // Нефтегазовое дело. – 2007. – №2.
10. Топливный регион [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.topreg.ru/stati-i-obzori/depressornie-prisadki-dlya-nefti> (дата обращения: 8.01.22)
11. Научные статьи по аналитической химии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://anchemistry.ru/ref/yly23eni9_reologi2eskih.html

(дата обращения: 8.01.22)

12. Нефтегазовая промышленность [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.neftelib.ru/neft-book/025/111/index.shtml> (дата обращения: 9.01.22)
13. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. 653 с.
14. Рагулин В.В. Исследования свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов /В.В. Рагулин, Е.Ф. Смолянец, А.Г. Михайлов // Нефтепромысловое дело. 2007. – № 5. – С.33-36.
15. Агаев С.Г. Парафиновые отложения в условиях добычи нефти и депрессорные присадки для их ингибирования/ Агаев С.Г., Землянский Е.О., Гребнев А.Н., Гультияев С.В., Яковлев Н.С. // Журнал прикладной химии. – 2006. – Т.79. – вып. 8. – С. 1373 – 1378.
16. Горошко С.А. Влияние ингибиторов парафиноотложений на эффективность транспорта газового конденсата месторождения “Прибрежное”. Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук: Краснодар, 2008.
17. Юрпалов И.А., Драчева Г.Ю., Глущенко В.Н. Практика применения метода холодного контакта для подбора ингибиторов асфальтосмолопарафиновыхотложений из нефти / Сб. Проблемы и перспективы развития химической промышленности на Западном Урале / Тр. Ин-та ПГТУ. Т.1, 2005. С. 258 – 262.
18. Хайрулина Э.Р. Опыт и перспективы ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования // Нефтепромысловое дело. No 5. 2006. С. 23 – 26.
19. Garcia, Maria del Carmen. Paraffin deposition in oil production. Oil composition and paraffin inhibitors activity / Maria del Carmen Garcia, Lante Carbognani, Argelia Urbina, Miguel Orea // Petroleum and Technology – 1998. – V. 16, №9. – P. 1001 – 1021.
20. Баймухаметов М.К. Совершенствование технологий борьбы с АСПО в нефтепромысловых системах на месторождениях Башкортостана.

- Автореферат диссертации на соискание учёной степени к.т.н. Уфа, 2005.
21. Ararimeh, Aiyejina. Wax formation in oil pipelines / Aiyejina Ararimeh, Dhurjati Prasad Chakrabarti and al // International journal of multiphase flow. – 2011. – P. 671 – 694.
 22. Кондрашева Н.К., Кондрашев Д.О., Попова С.В., Станкевич К.Е., Хасан Аль-Резк С.Д., Валид Насиф. Улучшение низкотемпературных свойств судовых топлив с помощью сополимерных депрессорных присадок // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2007.
 23. Slamet, Priyanto. Measurements or property relationships of nanostruture micelles and coacervates of asfaltene in pure solvent / Slamet Priyanto, G.Ali Mansoori, Aryadi Suwono // Chemical Engineering Science. – 2001. – № 56 – P. 6933 – 6939.
 24. Кондрашева Н.К., Кондрашев Д.О., Валид Насиф, Хасан Аль-Резк С.Д., Попова С.В. Низкотемпературные свойства смесевых дизельных топлив с депрессорными присадками // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2007.
 25. Patent US №6821933B2 Additives for improving the cold flow properties and the storage stability of crude oil / Michael Feustel, Matthias Krull, Hans-Jorg Oschmann Filed: 06.06.2001. Publ. 23.11.2004. – 10 p.
 26. Patent US №5705603 Polyetheramines with polymers α,β - unsaturated dicarboxylic acids/ Matthias Krull, Michael Feustel, Erdmann Mielcke Filed: 22.06.1995. Publ. 06.06.1998. – 10 p.
 27. Копытов М.А., Бондалетов В.Г., Прозорова И.В. Депрессорная присадка на основе темных нефтеполимерных смол / Материалы VI Международной конференции «Химия нефти и газа». 5-9 сент. 2006, г. Томск, С. 238 – 240.
 28. Chen, W. The interaction of waxes with pour point depressants / W. Chen, Z. Zhao, C. Yin // Fuel. – 2010. – V. 89. – P. 1127 – 1132.
 29. Xu, J. Effect of polar/nonpolar groups in comb-type copolymers on cold flowability and paraffin crystallization of waxy oils / J. Xu, S. Xing, H. Qian et al // Fuel. – 2013. – V.103. – P. 600 – 605.

30. Андреева Л.Н., Березовская М.В., Унгер Ф.Г. Нефтяные вещества с переменными спиновыми свойствами как депрессорные присадки // Химия и технология топлив и масел. 2005. No2. С. 38-39.
31. Насыбуллина А.Ш., Булыгина Т.В., Гущина Я.С., Рахматуллина Г.М., Хлебников В.Н. Реагенты марки СНПХ для решения проблем добычи и транспорта парафинистых нефтей / Материалы VI Международной конференции «Химия нефти и газа». 5-9 сент. 2006. Томск, С. 271 – 272.
32. Агаев С.Г., Гребнев А.Н., Землянский Е.О. Ингибиторы парафиноотложений бинарного действия // Нефтепромысловое дело. 2008. No9. С. 46 – 52.
33. Wheatland, A.B. Gasometric determination of dissolved oxygen in pure and saline water as a check of titrimetric methods / A.B. Wheatland, L.J. Smith // J.Appl.Chem. – 1995. – V. 5. – P. 144 – 148.
34. Oh, Kyeongseok. Characteristics of wax gel formation in the presence of asphaltenes/Kyeongseok Oh, Milind Deo // Energy & Fuels. – 2009. – No 23. – P. 1289 – 1293.
35. Википедия – свободная энциклопедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ru.wikipedia.org>. (дата обращения: 16.04.23).
36. Баянова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения. // Нефтегазовое дело. – 2011. – No1. с. 269 – 278.
37. НефтеПро. Профессионально о нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.neftepro.ru/publ/18-1-0-50> (дата обращения: 14.03.24).
38. Нефтегазовая промышленность [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.neftelib.ru/neft-book/025/111/index.shtml> (дата обращения: 15.02.23).
39. Журнал «Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.avite.ru/ngk/stati/elektrohidrodinamicheskaya-ustanovka-dlya-nefti.html> (дата обращения: 15.02.13).

40. А.И.Алиева. Исследования реологических свойств высокопарафинистых нефтей. Известия Академии Наук Азербайджана, № 3, 2007, стр. 88 – 93.
41. Руководство по эксплуатации SVM 3000 / G2. Вискозиметр Штабингера. Версия микропрограммного обеспечения: 3.1
42. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Тяжелые нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменений их свойств. // Нефтегазовое дело. – 2005. – №3. с. 24.
43. Мастобаев Б.Н., Шаммазов А.М. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте. – М.: Химия. – 2012. – 296с.
44. Мячугин А.Н. Пути и методы снижения вязкости нефти. Научный руководитель – профессор Каверзин С.В. Сибирский федеральный университет.
45. Патент РФ № 2009100505/03А, 01.11.2009. Ингибитор парафиновых отложений // Патент России № 2392294С1. 2009. Бюл. № 17. / Агаев С. Г., Гребнев А. Н., Яковлев Н. С. [и др.].
46. Патент РФ № 2007130044/03, 06.08.2007. Способ приготовления твердого ингибитора комплексного действия для предотвращения асфальтеносмолопарафиновых отложений и гидратообразования // Патент России № 2346021. 2009. Бюл. № 21. / Рунец С. А., Дербенева С. В., Муханова Л. Н. [и др.].
47. Патент РФ № 2018140188, 14.11.2018. Ингибитор гидратообразования // Патент России № 2705645С1. 2019. Бюл. № 32. / Семенов А. П. [и др.].
48. Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.В. Шаповалова. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.
49. Трудовой кодекс РФ.

50. Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013 г. "О специальной оценке условий труда».
51. ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
52. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.
53. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
54. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах
55. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
56. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий
57. ГОСТ 12.1.002-84. Система стандартов безопасности труда. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.
58. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
59. ГОСТ 12.0.004-2015. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.
60. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
61. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
62. Федеральный закон № 123-ФЗ от 22.07.2008. "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
63. Конституция Российской Федерации.
64. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность.
65. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.

Приложение А

(справочное)

Heavy oils Preparation methods

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2дм14	Баянова Татьяна Владиславовна		

Руководитель ВКР

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Надеина Л. В.	к.филол..н.		

Oil is a complex mixture of hydrocarbons, including gaseous, liquid, and solid components, with variable chemical structures and carbon atom numbers up to and above 100. It also contains heteroorganic compounds of sulfur, nitrogen, oxygen and some metals. The oils are usually black or dark brown and fluoresce in the light. They are insoluble in many organic solvents and water.

The chemical composition of oils from different fields varies to a great degree. These differences are due to:

- the geological and biochemical oil generation conditions;
- the oil age;
- the thermobaric conditions in the reservoir, the formation depth;
- the impact of microorganisms and other factors.

The chemical composition of oil varies depending on geological and biochemical oil generation conditions, age, thermobaric conditions, formation depth, microorganism activity, and other factors. However, the elemental composition of oil tends to be consistent with carbon and hydrogen in high percentages and small amounts of oxygen, nitrogen, sulphur and other elements including metals. The hydrocarbon composition of oils is important for quality control and processing methods, as well as operational properties of resulting petroleum products.

Alkanes, or paraffin hydrocarbons, make up a significant portion of oil, gas condensate, and natural gas, while naphthenic hydrocarbons, or cycloalkanes, are present in all oil fractions except gases. Polycyclic naphthene homologues with fused or condensed structures are primarily found in high-boiling oil fractions.

Cycloalkanes, also known as the naphthenic hydrocarbons, are contained by all oil fractions, except gases. On average, their content in oils of various types is 25–80 % by weight. The high-boiling oil fractions mostly contain polycyclic naphthene homologues with 2–4 identical or varying naphthenes with fused or condensed structure types. Their content increases as the fractions become heavier and decreases only in the highest boiling oil fractions. Naphthenes have higher

density and, most importantly, lower pour point compared to alkanes having the same number of carbon atoms [7].

Aromatic hydrocarbons, or arenes, are generally found in lower concentrations (15-50%) in oil compared to alkanes and naphthenes. Arene distribution across oil fractions is often determined by oil aromatization, as manifested by its density. In lighter oils, arene content decreases as the fraction boiling point temperature increases. Naphthene-type medium-density oils tend to have a nearly even distribution of arenes, while heavy oils showcase a steep increase in arene content with increasing fraction boiling point temperature [7].

According to density and viscosity oils are classified into various classes, types, groups, and types. Heavy oils have a density ranging from 920-1,000 kg/m³ and a viscosity of 10-100 mPa·s. Bituminous oils, which refer to highly viscous or semi-solid hydrocarbon mixtures with a density of 1,000 kg/m³ or higher and a viscosity exceeding 10,000 mPa·s, are a part of the heavy oils group. Ultraheavy oils have a density slightly above 1,000 kg/m³ and a viscosity ranging from 100-10,000 mPa·s, placing them somewhere between bitumens and heavy oils. For transportation purposes Russian oil is categorized based on their density at 20 °C into 5 classifications: extra light oil, light oil, medium oil, heavy oil, and bituminous oil.

High-viscosity oils from Western Siberia have roughly half the tar and asphaltene content, and a higher content of paraffins relative to high-viscosity Russian oils [9].

Heavy oils exhibit erratic dynamic viscosity due to their unique rheological properties that affect mobility and fluidity. Such type of flow is considered non-Newtonian and it is determined by oil's colloid and chemical state, namely the compositions of the dispersed phase and the dispersion medium, as well as the nature of intermolecular interactions, and structure formation.

Paraffin oils have a high pour point, which negatively affects crude oil extraction and transportation. This challenge is currently being studied to improve the performance of the oil industry.

To prevent paraffin crystallization, oil has to be heated to 50-60°C, but this method can result in increased costs and it is not economically justified.

Lowering the freezing point can also be achieved by mixing high-paraffin oil with low-paraffin oil or solvents, which demands additional resources. The most effective way to improve low-temperature oil properties is through to be the use of pour point depressants. A small amount of these substances (usually 0,05-0,10%) significantly reduces the pour point and improves fluidity at low temperatures.

Depressant additives are solutions of an active substance that provide depressant properties in an organic solvent. The effectiveness of these solutions depends on the paraffin concentration and the presence of natural surfactants as well as the physico-chemical properties of paraffin oils.

Depressants are used most effectively at temperatures below the pour point of the oil. The temperature of this point is considered to be equal to the maximum cloud point of oil as a result of paraffin mass crystallization. At this point, the effect of the depressant becomes noticeable. The depressant additive does not dissolve paraffins and does not reduce their concentration. Instead, they change the size, shape and structure of the paraffin particles of the dispersed phase. Under the action of the depressant, crystals are modified and further growth of paraffin matrices, which are the main cause of oil solidification, is prevented.

The efficiency of pumping and transportation processes also depends on the rheological properties, such as dynamic viscosity and shear stress, which are improved by the introduction of a depressant. The use of depressants allow for an increase in pipeline throughput, the cost reduction of oil heating and paraffin sediment removal operations, as well as a decrease in transfer pressure, which generally results in lower petroleum product self cost [26].

Tarry asphaltene substances are an example of a natural pour point depressant contained in the oil.

Tarry asphaltene substances (TAS) are heterocyclic compounds of complex hybrid structure containing nitrogen, sulphur, oxygen, and metals (Fe, Mg, V, Ni,

Ca, Cr, etc.). Up to 98% of TAS are aromatic and naphthenic structures [27]. The skeleton of resin and asphaltene molecules is a carbon structure that makes up 70–90% of the total mass of the molecule. In the genetically related series of hydrocarbons, resins and asphaltenes, there is a gradual tendency towards depletion in hydrogen and enrichment in carbon. The proportion of aromatic structure elements increases as they condense. The number of peripheral carbon atoms decreases and the relative mass of an atom in the main multinuclear strongly aromatic structure increases.

During the transportation and storage of oil, such as in colder climates, deposits of asphaltene, tar, and paraffin (ATPD) can accumulate along the walls and bottoms of oil-field equipment, which hampers pipeline throughput, reduces tank capacity, and ultimately lowers the oil recovery coefficient [30].

Various technologies and specialized equipment are employed to prevent ATPD formation. Among the most effective methods is the use of chemical reagents that prevent the deposition of paraffins, which improves the rheological properties of oil. Some data even indicate that such inhibitors can extend cleaning intervals up to 2,9 times.

An ATPD inhibitor is a chemical reagent that prevents the formation and sedimentation of solid oil components (ATPD) on the metal surfaces of technological equipment.

The action of inhibitors used to prevent ATPD is based on adsorption processes occurring at the interface between the liquid phase and the solid surface. Inhibitors are divided into:

- wetting (hydrophilization);
- modifiers and depressants;
- detergents and dispersants.

Wetting inhibitors, adhesion inhibitors, and modifiers and depressants are the three main types of inhibitors. Wetting inhibitors hydrophilize the metal surfaces of oilfield equipment through the high molecular weight polar adsorption layer, acting as a lubricant for the waxy oil phase and minimizing deposition.

Adhesion inhibitors rely on equipment treatment with an inhibitor water solution, followed by sedimentation on the pipe surfaces. Modifiers and depressants, on the other hand, modify the crystalline structure of paraffins as they form dendritic, underdeveloped crystals that are structurally unconnected to one another and located within the viscoelastic liquid oil phase [37].

The viscoelastic liquid oil phase serves as a medium to prevent paraffin sedimentation on the equipment walls. Although each of the inhibitor types has its own set of unique characteristics, they are all used to prevent ATPD formation and allow for optimal oil recovery.

Modifiers include oil-soluble polymers: atactic polypropylene with a molecular weight of 2000–3000; low molecular weight polyisobutylene with a molecular weight of 8000–12000; copolymers of ethylene with unsaturated esters and acids (vinyl acetate, acrylic and methacrylic acids, maleic anhydride, etc.).

Depressant inhibition occurs when inhibitor molecules are taken up by wax crystals, interfering with their ability to aggregate and accumulate, which ultimately lowers the pour point of the oil. The asphaltenes found in oil can act as natural depressants.

Detergent inhibitors, such as dispersants, increase the thermal conductivity of the oil, slowing down the wax crystallization process. This increases the residence time of the paraffin in suspension in the flow, increasing the likelihood of it being lifted by the flow.

Detergent inhibitors typically include oil soluble nonionic, cationic and anionic surfactants that disperse ATPD and keep it in suspension. These reagents have high detergent properties in relation to oil and paraffin deposits, as well as dispersing properties in relation to the latter. As detergents for removal, water-soluble reagents from the group of wetting inhibitors, such as organic sulfates, phosphates, sulphonols and polyacrylamides, are used. These reagents act as inhibitors and demulsifiers of ATPD, as well as demulsifiers of stable emulsions. However, they have low technological feasibility for use in winter due to the relatively high solidification temperature [38].

Compositions of C₆-C₂₀ paraffins and aromatic hydrocarbons with additives of wetting inhibitors or modifiers are used to create highly effective cleaning solvents. These reagents mainly consist of hydrocarbon solvents (more than 95%) with the addition of high-molecular compounds of combined action, such as dispersing-wetting, detergent-wetting, dispersing-depressant, etc.

The flushing inhibitor technology provides for the dispersion and flushing of crystal nuclei formed both in the liquid volume and on the walls of the equipment, provided that the reagent is continuously supplied to the oil at a temperature above the paraffin pour point.

The following requirements are imposed on inhibitors of wax deposition in oil production [39, 40]:

- the inhibitor should not affect the quality of oil, oil products and refining processes;
- inhibitor must have moderate toxicity and flammability;
- the inhibitor must be technologically advanced for use in the field under various climatic conditions;
- the inhibitor should be effective at a reagent consumption rate of 50–250 g per 1 ton of produced oil (both dry and wet).

The choice of one or another method of combating ATPD should be based on a thorough study of the properties of the product, its behavior in reservoir conditions, in downhole and surface equipment. The choice of one or another chemical reagent should be based on an accurate knowledge of the composition of ATPD and the mechanism of its formation, as well as laboratory studies of the applicability of the selected reagent (or its composition) to a specific composition of ATPD [43].

A fairly wide range of compounds of various chemical nature has inhibitory properties. However, with all their diversity, three common features can be distinguished. First, all of them, even non-polymer additives, have a significant molecular weight of 500–10,000, which is several times greater than the mass of the heaviest n-alkanes in petroleum products and oils, determine their low-

temperature properties. Secondly, the macromolecule of the additive is usually a combination of polymethylene chain and polar groups. Thirdly, all substances, even of the non-polymeric type, are polydisperse in their molecular weight and composition. In other words, the additive is not a single substance, but a mixture of molecules of different composition and molecular weight.

Recently, there has been a trend towards the development of complex action additives, which can be achieved by creating a composition of individual additives with differing spectrums of activity. In many cases the chemical reagents for ATPD formation prevention are used alongside with:

- the process of stable oil emulsions destruction;
- the corrosion protection of oil-field equipment;
- the salt sedimentation protection;
- the process of the optimal gas-liquid flow structure forming [45].

Modifiers and depressants play a crucial role in preventing paraffin sedimentation on equipment walls. Modifying inhibitors alter the crystalline structure of paraffins during solid phase appearance, resulting in structurally unconnected, underdeveloped crystallites in an amorphous petroaromatic viscoelastic oil phase that is the least likely to solidify. Oil soluble polymers such as atactic polypropylene, low molecular weight polyisobutylene and copolymers of ethylene with unsaturated esters and acids act as modifiers. On the other hand, pour point depressants interfere with the ability of inhibitor molecules to be adsorbed on paraffin crystals, reducing the pour point of oil. Asphaltenes occur naturally in petroleum and serve as depressants.

The use of detergent inhibitors such as dispersants provides an increase in the thermal conductivity of oil and slows down the process of paraffin crystallization. This prolongs the residence time of the paraffin in the liquid stream, increasing the likelihood of it being lifted by the stream. Oil soluble nonionic, cationic and anionic surfactants are used as detergent inhibitors and act by dispersing and transporting ATPDs into the fluid stream, keeping them in suspension.

Water soluble reagents from the group of wetting inhibitors, including organic sulfates, phosphates, sulphonols and polyacrylamides, act as detergents for removal. They not only inhibit the formation and remove ATPD, but also act as demulsifiers of stable emulsions. However, their technology is limited due to relatively high solidification temperatures during winter use. Highly effective solvent detergents are obtained by adding wetting inhibitors or modifiers to C₆-C₂₀ paraffins and aromatic hydrocarbons.

Most of the reagents used to prevent paraffin deposits are hydrocarbon solvents (more than 95%) with the addition of high-molecular compounds that have a combined effect: dispersing-wetting, detergent-wetting and dispersing-depressant. The detergent inhibitor technology makes it possible to disperse and wash out crystal nuclei formed both in the liquid volume and on the walls of the equipment, provided that the reagent is continuously fed into the oil at a temperature above the paraffin pour point. The requirements for these inhibitors are that they should not affect the quality of oil, oil products, oil refining processes, have moderate toxicity and flammability, are technologically feasible for use in various climatic conditions, and are effective at a consumption rate of 50-250 g per 1 ton of oil produced. The chosen method of combating ATPD should be based on a thorough study of the properties of the product, its behavior in reservoir conditions, in the well and surface equipment. The choice of one or another chemical reagent should be based on an accurate knowledge of the composition of the ATPD and the mechanism of its formation, as well as on laboratory studies of the applicability of the selected reagent (or its composition) to a particular composition of the ATPD. A wide range of compounds of various chemical nature has inhibitory properties. However, with all their diversity, three common features can be distinguished: firstly, all of them, even non-polymeric additives, have a significant molecular weight of 500-10000; secondly, the additive macromolecule is usually a combination of a polymethylene chain and polar groups; thirdly, all substances, even of the non-polymeric type, are polydisperse in their molecular weight and composition.

The additive should not be handled as a single substance, but as a mixture of molecules of different composition and molecular weight. Moreover, in recent years there has been a trend towards the creation of additives of complex action as a result of mixing different additives with different spectrums of action.

In many cases, chemical reagents are used in combination with various methods, such as the disintegration of stable oil emulsions, the protection of oilfield equipment from corrosion, the prevention of scaling, and the formation of an optimal gas-liquid flow structure. All this is done to prevent the formation of ATPD.

The extracted crude oil contains associated gases (up to 100 m³/t), as well as formation water (about 300 kg/t) and mineral salts dissolved in water (10 – 15 kg/t), which negatively affect further oil transportation, storage and processing. For these reasons, the pre-refining oil treatment should include the following operations:

- oil stabilization (the removal of dissolved associated gases);
- oil desalting (carried out in refinery-site electrical desalter units);
- oil dehydration (carried out in electrical dehydrators).

In large oil fields, these operations are combined into a single system, including the collection, transportation and processing of oil, gas and water.

Oil stabilization.

Crude oil contains a huge amount of dissolved C₁–C₄ light hydrocarbons.

These hydrocarbons can be released during the transportation and storage of oil, which can lead to a change in the composition of the oil. In order to avoid losses of gas and light gasolines and to prevent air pollution, these components have to be removed before further processing of oil. The process of separating light hydrocarbons in the form of associated gas is called oil stabilization. Depending on the conditions, oil stabilization can be carried out by separation directly at production sites at metering stations, booster stations and oil treatment plants, or at a gas processing plant.

In the first case, associated gas is separated from oil by means of multi-stage separation in gas separators (gasoline traps), where the pressure and oil flow rate are successively reduced. As a result, gases are desorbed and removed along with volatile liquid hydrocarbons, which are further condensed to form gas condensate. With the separate stabilization method, up to 2% of C_1 – C_4 hydrocarbons remain in the oil.

Desalting and dehydration of oil.

Removal of water and salts from raw materials can be carried out at field oil treatment plants or directly at refineries.

In both cases, the processes of desalting and dehydration of oil are closely related to the destruction of emulsions formed by oil and water. While emulsions formed naturally during the extraction process break down in the field, emulsions formed artificially as a result of repeated washings with water as a part of the desalting process break down in the refinery. The content of oil after treatment water and metal chlorides is reduced to 0,5–1,0% and 100–1100 mg/l, respectively, at the first stage and to 0,05–0,1% and 3–5 mg/l, respectively, at the second stage.

Emulsions are disperse systems of two mutually marginally soluble or insoluble liquids in which one liquid is dispersed in the other in the form of tiny droplets (globules). The liquid in which the globules are distributed is a dispersion medium, and the dispersed liquid is a dispersed phase. There are two types of oil emulsions: hydrophilic oil-in-water (O/W) emulsions and hydrophobic water-in-oil (W/O) emulsions. In the first case, oil droplets form a dispersed phase in an aqueous medium, in the second case, water droplets form a dispersed phase in an oil medium.

The formation of emulsions is associated with surface phenomena occurring at the phase boundary of the disperse system, primarily with surface tension. Surfactants have the ability to lower the surface tension. This property is due to the fact that the added surfactant is selectively dissolved in one of the phases of the dispersed system, concentrating and forming an adsorption layer — a film of surfactant at the phase boundary. A decrease in surface tension contributes to an

increase in the dispersity of the dispersed phase, and the formation of an adsorption layer — a kind of shell on the surface of globules — preventing coalescence during settling. Emulsifiers are substances that contribute to the emulsion formation and stabilization processes. Demulsifiers are substances that break down the surface adsorption film stable emulsions.

Water-soluble, water-oil-soluble and oil-soluble demulsifiers are widely used in electric desalter units. The use of oil-soluble demulsifiers is more preferable for the following reasons:

- they are easily mixed with oil (even without intense stirring), while being washed out by water to a lesser extent without polluting wastewater;
- their consumption rate is almost independent from the water content of oil;
- remaining in oil, they prevent the formation of stable emulsions and their "ageing";
- they possess an ability to inhibit metal corrosion;
- they are fluid low temperature liquids that can be used without a solvent and are convenient to store and dose.

Alcohols with low molecular weights (such as methanol, isopropanol, and others), as well as arenes and their mixtures of varying ratios can be used as solvents for oil-soluble demulsifiers.

The main requirements for demulsifiers:

- a demulsifier must possess the highest possible demulsifying activity, be easily biodegradable (in the case of water-soluble demulsifiers), non-toxic, affordable and accessible;
- a demulsifier must not possess any antibacterial activity (as it would affect the effectiveness of biological wastewater treatment) or corrode metals.

Non-ionic demulsifiers meet these requirements and, hence, are used more often.

Non-ionic surfactants in aqueous solutions do not dissociate into ions.

Organic acids, alcohols, phenols, esters, amines and amides have found the greatest use as such.

Emulsifiers are usually presented by polar substances in oil, such as tars, asphaltenes, asphaltene catalyzates and their anhydrides, naphthenic acids salts, as well as various impurities of organic origin. It has been established that various solid carbohydrates — oil paraffins and ceresins — also take part in the formation of stable emulsions. The type of the resulting emulsion largely depends on the properties of the emulsifier: hydrophobic emulsifiers lead to the formation of hydrophobic W/O emulsions, while hydrophilic emulsifiers form hydrophilic O/W emulsions.

In field practice, hydrophobic emulsions are most often formed, since oil-soluble compounds of resins and asphaltenes, as well as organic salts and fine particles of clay and metal oxides act as emulsifiers. These substances, being adsorbed at the oil–water interface, enter the surface layer from the oil side and form a strong shell around the water particles. In contrast, hydrophilic emulsifiers, such as salts of alkali metals and petroleum acids, which are highly soluble in water and, to a lesser extent, in hydrocarbons, are adsorbed in the surface layer from the side of the aqueous phase, envelop oil drops, and thereby contribute to the formation of a hydrophilic oil emulsion [8].

To destroy the emulsion, mechanical (settlement), thermal (heating), chemical and electrical methods are used. In the chemical method of dehydration, the heated oil emulsion is treated with demulsifiers. Various nonionic surfactants of a protective colloidal type are used, such as ethoxylated fatty acids, methyl and carboxymethyl cellulose, lignosulfonic acids, etc. The highest degree of desalination and dehydration is achieved by the electrothermochemical desalination method, which combines thermochemical settling with an emulsion test in the field of electricity.

Installations of electrothermochemical desalination and dehydration, or electric desalination plants, are used in the field, as well as in oil refineries. In this case, the destruction of the oil emulsion occurs in electric dehydrators under the

action of alternating current with a voltage of 30–45 kV, which causes the movement and adhesion of water droplets containing salts, which leads to the separation of water and oil. The electrodehydrator is the main machine of the electric desalter unit, in which, in addition to the electrical treatment of the oil emulsion, the settling (precipitation) of demulsified oil is also carried out, simultaneously making it a settling tank.

Desalting and dehydration of oil makes it possible to increase the overhaul intervals of oil refining units, to reduce the consumption of thermal energy, as well as reagents and catalysts in the processes of deeper processing of petroleum products.

The most effective way to increase the low-temperature properties of oils is the use of pour point depressants. Introduction of even small amounts of these substances (usually 0,05 – 0,10 %) results in a significant drop in the pour point and better fluidity at low temperatures.