

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
Исследование влияния ингибиторов парафинообразования на реологические свойства нефти А... нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)	
УДК 665.7.035.6.622.276.72(571.16)	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Чемякин Андрей Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	К.Х.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Чемякину Андрею Сергеевичу

Тема работы:

Исследование влияния ингибиторов парафинообразования на реологические свойства нефти А... нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1751/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	8.06.2018
--	-----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет информации по асфальтосмолопарафиновым отложениям и методам борьбы с отложениями парафинов. Тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения об асфальтосмолопарафиновых отложениях и борьбы с ними. Влияние ингибиторов парафинообразования на реологические свойства нефти А... нефтегазоконденсатного месторождения, экономический расчет НТИ, социальная ответственность при работе с химическими

	веществами
Перечень графического материала	Графики зависимости динамической вязкости от скорости сдвига для исходной нефти и после добавления ингибиторов парафинообразования при различных температурах
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент отделения нефтегазового дела Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент отделения контроля и диагностики Вторушина Анна Николаевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Общие сведения об асфальтосмолопарафиновых отложениях и их образовании. Методы борьбы с парафиноотложениями	
Исследование влияния ингибиторов парафинообразования на реологические свойства нефти А... месторождения	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Заключение	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Чемякин Андрей Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Чемякину Андрею Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	•материальные затраты НИИ; •затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ; •основная заработная плата исполнителей темы; •дополнительная заработная плата исполнителей темы; •отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1.Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии РФ об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья от 18.05.2016; 2.НК РФ 117 Ф3 ст. 261 «Расходы на освоение природных ресурсов» 3.Амортизационные отчисления, учитывающие отраслевую и региональную специфику
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Единый социальный налог, составленный в зависимости от ставки налога по законодательству от фонда заработной платы, налог на добавленную стоимость, страховые взносы, прочие налоги, налог на имущество, налог на прибыль.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Анализ конкурентных технических решений; 2. SWOT – анализ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	•материальные затраты НИИ; •затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ; •основная заработная плата исполнителей темы; •дополнительная заработная плата исполнителей темы; •отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет бюджета НИИ

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.Э	К.Х.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Чемакин Андрей Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Чемякину Андрею Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Объект исследования и область применения	Объектом исследования является нефтепродукт и его реологические свойства в результате влияния ингибиторов парафинообразования. Область применения: А... нефтегазоконденсатное месторождение Томской области.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность	1.1 Анализ выявленных вредных факторов при проведении операций по подаче ингибитора в скважину; 1.2 Анализ выявленных опасных факторов при проведении операций по подаче ингибитора в скважину
2. Экологическая безопасность	2.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 2.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов); 2.3 Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); 2.4 Решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	3.1 Перечень возможных ЧС при проведении работ по подаче ингибитора в скважину; 3.2 Описание наиболее типичной ЧС
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); 4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина А.Н	к.х.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Челякин Андрей Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 90 страниц, 15 таблиц, 24 рисунка, 21 источник.

Ключевые слова: АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ, МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ, ПАРАФИНЫ, СМОЛЫ, АСФАЛЬТЕНЫ, РЕОЛОГИЯ, ИНГИБИТОРЫ.

Объектом исследования являются реологические свойства нефти А... нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – исследование влияния ингибиторов парафинообразования на реологические свойства нефти на примере образцов нефти А... нефтегазоконденсатного месторождения Томской области.

В процессе исследования изучалось влияние ингибиторов парафинообразования на реологические свойства нефти А... нефтегазоконденсатного месторождения, анализировались кривые вязкости для обработанных образцов и нефти, которая не подвергалась обработке.

Полученные результаты: в результате исследования было установлено, что положительное влияние на реологические свойства исследуемой нефти оказывает ингибитор асфальтеновых и парафиновых отложений ХПП – 007 дозировкой 200 г/т, построенные кривые вязкости подтверждают этот факт.

Область применения: А... нефтегазоконденсатное месторождение Томской области.

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими определениями:

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;

АСПО – сфальтосмолопарафиновые отложения;

ДНС – дожимная насосная станция;

ИПО – ингибитор парафинообразования;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматизация;

КНС – компрессорная насосная станция;

НКТ – насосно – компрессорные трубы;

ТНКП – температура начала кристаллизации парафина;

УДР – установка дозирования реагента

Содержание:

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ И ИХ ОБРАЗОВАНИИ. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯМИ	15
1.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения.....	15
1.1.1 Парафины.....	17
1.1.2 Смолистые вещества	20
1.1.3 Асфальтены.....	21
1.2 Условия и механизм образования асфальтосмолопарафиновых отложений	22
1.2.1 Роль температурного градиента.....	23
1.2.2 Влияние давления и газового фактора	24
1.2.3 Фактор скорости потока и состояния поверхности оборудования.....	26
1.2.4 Влияние обводненности на процесс парафинообразования	28
1.2.5 Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений.....	29
1.3 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	31
2. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИНГИБИТОРОВ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ А... МЕСТОРОЖДЕНИЯ	35
2.1 Объект и методика исследования	35
2.2 Ингибиторы, использованные в исследовании	37
2.2.1 Ингибитор СНПХ – ИПГ – 11.....	37
2.2.2 Ингибитор ХПП – 007	38
2.3 Реология	39
2.4 Вискозиметрия.....	44
2.5 Обсуждение результатов	49
2.6 Выводы по исследованию	58
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	59
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	59
3.2. Планирование научно-исследовательских работ	61
3.3 Бюджет научно технического исследования (НТИ)	63
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ ПО ПОДАЧЕ ИНГИБИТОРА В НЕФТЕПРОМЫСЛОВЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ.....	69
4.1. Производственная безопасность	69
4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	70

4.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	74
4.2 Экологическая безопасность.....	77
4.2.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха	77
4.2.2. Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения	78
4.2.3 Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения	80
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	84
4.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства	84
4.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	88

ВВЕДЕНИЕ

На данный момент проблема борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтяной отрасли остаётся важной и актуальной. Отложение парафина, смол и асфальтеновых веществ в призабойной зоне пласта и на поверхности нефтепромыслового оборудования является одним из серьёзных осложнений при эксплуатации скважин. Также данная проблема немало значима в связи с вовлечением в разработку месторождений тяжелой и высоковязкой нефти, в которой содержится значительное количество парафиновых углеводородов, асфальтенов и смол.

Асфальтосмолопарафиновые отложения ухудшают фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта, уменьшают полезное сечение насосно-компрессорных труб и, как результат, значительно уменьшают добычу нефти, приводят к увеличенному расходу электроэнергии в случае механизированного способа добычи и приводят к повышенному износу нефтепромыслового оборудования.

Существуют различные способы добычи и транспортировки высокопарафинистой нефти: тепловая обработка, применение депрессорных присадок и разбавителей, применение магнитных и электромагнитных полей, механическое воздействие скребками.

Одним из способов снижения гидравлических потерь при добыче и транспортировке высокопарафинистой нефти является ее химическая обработка ингибиторами с целью понижения количества выпавших в твердую фазу асфальтосмолопарафиновых частиц. Многие авторы в своих работах подчеркивают, что «в настоящее время одним из наиболее эффективных методов борьбы с парафиновыми отложениями является использование химреагентов – ингибиторов в жидком и твердом состоянии». Исследования подтвердили положительный эффект ингибиторов.

Объектом исследования являются реологические свойства парафинистой нефти А... нефтегазоконденсатного месторождения. Предметом исследования – реологические характеристики данной нефти при применении ингибиторов парафинообразования.

1.	ОБЩИЕ	СВЕДЕНИЯ	ОБ
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ	МЕТОДЫ	ОТЛОЖЕНИЯХ И	ИХ
ОБРАЗОВАНИИ.	БОРЬБЫ	С	
ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯМИ			

1.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения

Для начала скажем, что парафиновые отложения в системах нефтепромысла никогда не состоят только из парафинов, являются смесью парафинов, которых обычно от 20 до 70 % масс., нефти, массовое содержание которой доходит до 45 % и более, смолисто–асфальтеновых веществ (20 – 40 % масс.), силикагелевых смол, масел, воды, в которой растворены соли, также присутствуют механические примеси. В нефтегазовой отрасли России такие отложения называют асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО). АСПО представляют собой тёмно–коричневую или чёрную твёрдую или густую массу, вязкость которой очень высока и при повышении температуры снижается незначительно.

По условиям формирования АСПО разделяют на два вида – парафиновые отложения и осадки (донные отложения) [1].

Парафиновые отложения формируются в основном в процессе добычи нефти при кристаллизации твёрдых углеводородов непосредственно на поверхности НКТ и промыслового оборудования по направлению теплопередачи [1].

Осадки формируются в основном на дне резервуаров, ёмкостей и при малых скоростях потока в нижней части труб и трубопроводов в результате седиментации взвешенных в жидкости частиц смолопарафиновой массы и механических примесей. По составу отложения и осадки практически одинаковы, но последние имеют менее плотную структуру [1].

Известна также классификация АСПО, отражающая содержание в них органических компонентов. В зависимости от отношения содержания

парафинов (П) к сумме содержания смол и асфальтенов (С+А) отложения можно разделить на три основных типа:

- асфальтеновый – $\text{П}/(\text{А}+\text{С}) < 1$;
- парафиновый – $\text{П}/(\text{А}+\text{С}) > 1$;
- смешанный – $\text{П}/(\text{А}+\text{С}) \approx 1$ [1].



Рисунок 1 – Отложения парафинов на образцах контроля скорости коррозии весовым методом [2]



Рисунок 2 – Часть парафиновых отложений, вынесенных скребком в камеру приема из подводного трубопровода [2]

На рисунках 1,2 показаны АСПО, состоящие в основном из парафинов с незначительным количеством асфальтенов. В данной работе будут

рассматриваться «парафиновые» АСПО, то есть такие, в которых парафинов содержится значительно больше, чем асфальтенов. Другими словами, речь будет идти о таких АСПО, закономерности отложения, ингибирования и растворения которых определяются в основном «поведением» входящих в их состав парафинов [2]. Хотя в парафиновых АСПО асфальтенов и смол обычно содержится значительно меньше, чем парафинов, тем не менее они, присутствуя в нефти, могут оказывать существенное влияние как на кинетику образования парафиновых кристаллов (замедлять или усиливать кристаллизацию парафинов), так и на их строение за счет адсорбции на поверхности парафиновых кристаллов или соосаждения [2]. Смолы и асфальтены, адсорбируясь на поверхности кристаллов парафина, увеличивают размеры ассоциатов [2]. Таким образом, состав АСПО, кинетика их образования, морфология парафиновых кристаллов, как и температура начала кристаллизации парафина (ТНКП), определяются составом парафинов и химическим составом нефти [2].

1.1.1 Парафины

Под термином «парафины» принято понимать твердые (при нормальной температуре) углеводороды, содержащиеся в нефти в растворенном или, в зависимости от температуры, кристаллическом состоянии. При нормальной температуре твердыми веществами, содержащимися в нефти, являются предельные углеводороды – нормальные алканы (парафины) – начиная с гексадекана (C_{16}) и выше, а также церезины – нафтеновые углеводороды – от $C_{36}H_{74}$ до $C_{55}H_{112}$. Деление твердых углеводородов на парафины и церезины сделано на основании различия их кристаллической структуры, физических и химических свойств. Церезины состоят из более мелких кристаллов, чем парафины [2]. Церезины менее химически стойки, чем парафины. Нефтяные парафины – это смесь нормальных алканов разной молекулярной массы и изопарафинов, а

основным компонентом церезинов являются нафтеновые углеводороды (цикланы, циклопарафины), содержащие в молекулах боковые цепи как нормального, так и изостроения с преобладанием последних [2].

Структурные формулы нормальных парафинов, изопарафинов и циклопарафинов приведены на рисунке 3.

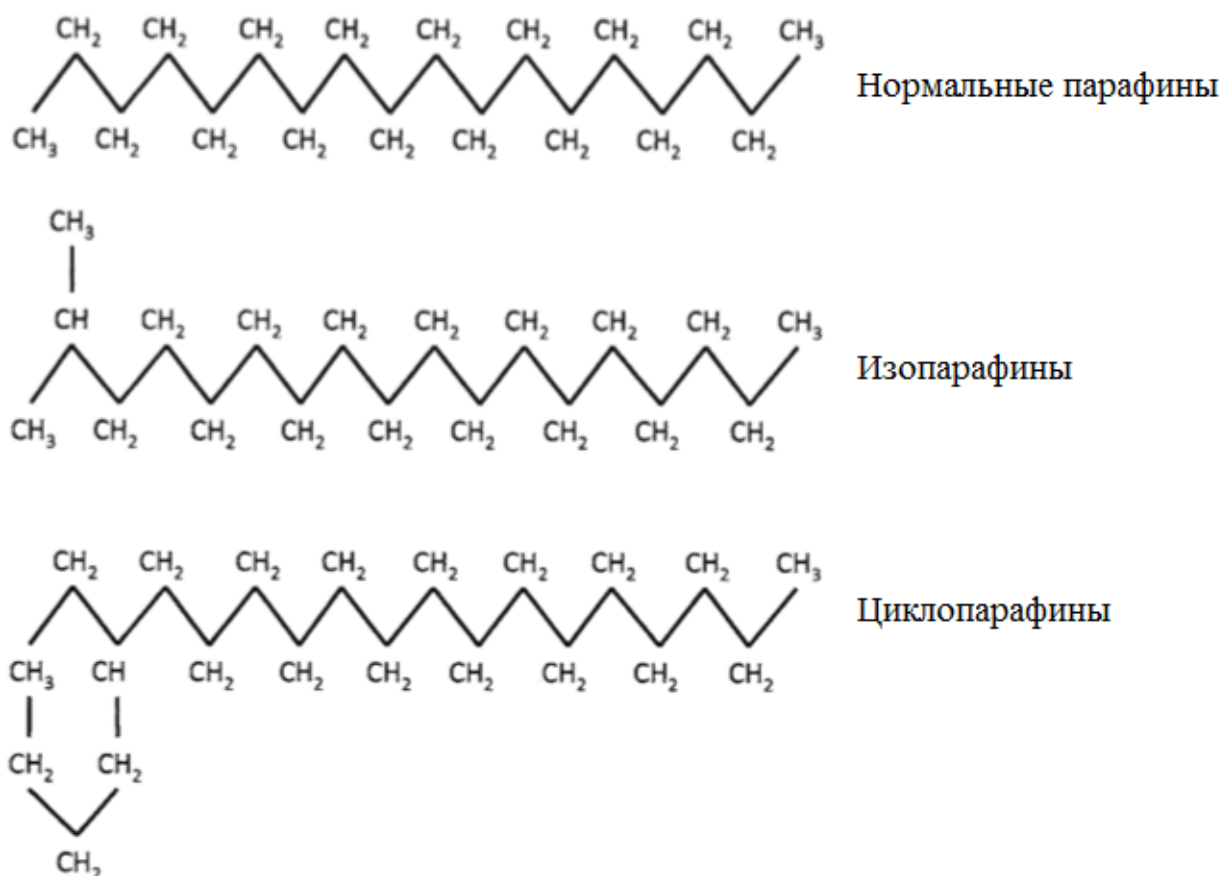


Рисунок 3 – Структурные формулы парафинов

Парафины в большем или меньшем количестве практически всегда присутствуют в добываемой нефти. Так, даже нефть для поставки транспортным организациям, предприятиям российской Федерации и для экспорта, согласно ГОСТ Р 51858 – 2002 «Нефть. общие технические условия» должна содержать не более 6 % масс. парафинов [2]. Нефти по содержанию парафинов предложено разделять на три класса: малопарафинистые – концентрация парафинов менее 1,5 % масс., среднепарафинистые – концентрация парафинов 1,5–6,0 % масс. и

парафинистые – концентрация парафинов более 6,0 % масс. Парафинистые нефти, в свою очередь, делятся еще на три подкласса: умеренно-парафинистая – концентрация парафинов 6–10% масс., высокопарафинистая – концентрация парафинов 10–20% масс., сверхвысокопарафинистая – концентрация парафинов более 20% масс.

Содержащиеся в нефти парафины могут выделяться из нее кристаллизацией при температуре, ниже определенной, – температуре начала кристаллизации парафинов ТНКП. ТНКП зависит от химического состава нефти и от молекулярной массы растворенных в этой нефти парафинов. Когда температура нефти становится ниже ТНКП, первыми начинают кристаллизоваться парафины с более высокой молекулярной массой, то есть церезины [2]. Кристаллы, образованные из нафтеновых углеводородов, называются микрокристаллическим парафином. Кристаллы, образованные из нормальных алканов $C_{16} - C_{40}$, называются кристаллическим парафином – спирально растущие кристаллы размером около 15 мкм [2]. Обычно в нефти присутствуют парафины с различной молекулярной массой от C_{16} до C_{50} и выше. При дальнейшем понижении температуры нефти ниже ТНКП кристаллизуются как церезины, так и парафины $C_{16} - C_{40}$, кристаллы увеличиваются в размерах, увеличивается также их количество и образуется так называемая сетка, состоящая из кристаллов парафинов разных размеров, сцепленных между собой [2]. Эта сетка «армирует» нефть: нефть становится вязкой, а затем гелеподобной. При определенной температуре нефть, в достаточной степени армированная парафиновой сеткой, «застывает» и перестает течь [2]. В ГОСТ 20287 – 91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания» даны определения температуры застывания и температуры текучести для нефтепродуктов, в том числе и темных. Определение температуры застывания по ГОСТ 20287 – 91: после предварительного нагревания образца испытуемого нефтепродукта его охлаждают с заданной скоростью до температуры, при которой образец

остаётся неподвижным; указанную температуру принимают за температуру застывания [2]. Температуру текучести ГОСТ 20287 – 91 определяет как наиболее низкую температуру, при которой наблюдается движение нефтепродуктов в условиях испытания по ГОСТ 20287 – 91. Аналогичного российского стандарта для нефти не существует. По методу А ГОСТ 20287 – 91 (температура текучести) и ASTM D 5853 – 09 нефть перестаёт течь при температуре на 3 °C ниже температуры текучести. С практической точки зрения для нефти интересна именно температура текучести, а не температура застывания, определения которой для нефти фактически не существует. Говоря о температуре текучести, следует помнить о двух важных особенностях нефти: некоторые нефти не застывают вплоть до минус 70 °C, то есть не теряют подвижности даже при очень низкой температуре; застывшая нефть не является твердой, несмотря на то, что она потеряла подвижность. Если механическим перемешиванием разрушить парафиновую сетку, то нефть может снова приобрести подвижность даже при температуре ниже температуры текучести на 3 °C и более [2]. Например, если трубопровод, транспортирующий нефть, был остановлен и температура нефти в нем опустилась ниже температуры текучести, то его, вообще говоря, можно снова запустить в работу без предварительного прогрева нефти. Для этого, естественно, потребуется существенно увеличить пусковое давление [2].

1.1.2 Смолистые вещества

Смолистые вещества нефти представляют собой сложную смесь высокомолекулярных гетероатомных соединений, которые молекулярно диспергированы в нефти и АСПО [1]. Они могут объединяться в ассоциированные комплексы молекул, не образуя коллоидных систем. Это вещества чёрного или бурого цвета, среднечисленная молекулярная масса

которых 400 – 1500, размягчаются в инертной атмосфере при температурах 35–90°C; их плотность около 1000 кг/м³ [1].

Содержание силикагелевых смол в нефти колеблется от 1 до 20 и более масс.%. Присутствие в нефти значительного количества смол придает ей высокую вязкость. Элементный состав смол (масс.%): С (78–88), Н (8–10), S (1–10), О (1–8), N (до 2), в небольших количествах присутствуют металлы, входящие в состав металлокомплексных соединений. Нефтяные смолы в основном состоят из соединений, содержащих конденсированные ароматические, нафтеновые и гетероциклические фрагменты. Наиболее характерные заместители в циклах – алкильные, алкенильные (C₇–C₁₂), карбонильные, карбоксильные, гидроксильные, сульфидные, меркапто– и аминокгруппы [1].

При выделении из нефти смолы являются твердыми или высоковязкими аморфными малолетучими веществами, растворимыми в низкокипящих насыщенных углеводородах. При нагревании на воздухе до температуры плюс 100 – 150°C смолы превращаются в так называемые вторичные асфальтены, которые практически не растворимы в алканах [1].

1.1.3 Асфальтены

Асфальтены являются наиболее высокомолекулярными компонентами нефти. Их содержание в нефти и АСПО, как правило, ниже содержания смол. Они представляют собой твердые хрупкие вещества черного или бурого цвета, размягчаются в инертной атмосфере при плюс 200 – 300°C с переходом в пластичное состояние; плотность асфальтенов около 1100 кг/м³; среднечисленная молекулярная масса около 1000 – 5000. Асфальтены достаточно хорошо растворяются в бензоле, сероуглероде, хлороформе, четырёххлористом углероде, но практически не растворимы в парафиновых углеводородах, спирте, эфире, ацетоне [1].

Содержание асфальтенов в нефти колеблется от десятых долей процента до 20 масс.%. Асфальтены образуют в маслах коллоидные системы и набухают в нефти. Элементный состав асфальтенов (масс.%): С (80 – 86), Н (7–9), О (2–10), S (0,5–9), N (до 2), в микроколичествах присутствуют V и Ni (суммарное содержание 0,01 – 0,2 %), Fe, Ca, Mg, Cu и другие металлы, входящие в состав металлокомплексных соединений.

Нефти обводнённых скважин содержат большее количество асфальтенов даже в пределах одного и того же месторождения [1].

В состав молекулы асфальтена входят фрагменты гетероциклических алициклических конденсированных углеводородов, состоящих из 5–8 циклов. Крупные фрагменты молекул связаны между собой мостиками, содержащими метиленовые группы и гетероатомы. Наиболее характерные заместители в циклах – алкилы с небольшим количеством углеродных атомов и функциональные группы, например, карбонильная, карбоксильная, меркаптогруппа. Асфальтены склонны к ассоциации с образованием надмолекулярных структур, представляющих собой стопку плоских молекул с расстоянием между ними около 0,40 нм [1].

Термоконденсация асфальтенов приводит сначала к образованию карбенов, затем карбоидов и кокса. Карбены и карбоиды являются высокомолекулярными веществами, практически нерастворимыми в органических растворителях [1].

1.2 Условия и механизм образования асфальтосмолопарафиновых отложений

Исследования ученых и практиков позволили выделить следующие необходимые условия формирования АСПО:

- наличие в нефти высокомолекулярных соединений углеводородов и в первую очередь метанового ряда (парафинов);
- снижение температуры потока нефти до значений, при которых происходит выделение из неё твердой фазы;

– наличие подложки с пониженной температурой, на которой кристаллизуются высокомолекулярные углеводороды с достаточно прочным сцеплением их с поверхностью, исключающим возможность срыва отложений потоком газожидкостной смеси или нефти при заданном технологическом режиме [1].

Кроме того, существует много факторов, способствующих или препятствующих интенсивному формированию отложений, к наиболее существенным из которых могут быть отнесены: скорость потока, газовый фактор, состав углеводородов в каждой фазе смеси, состояние поверхности оборудования (подложки), обводнённость продукции скважины и др.

В скважине перечисленные факторы меняются непрерывно от забоя до устья, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными [1].

1.2.1 Роль температурного градиента

Определяющим фактором, влияющим на парафинообразование, является снижение температуры по стволу эксплуатационной скважины и в выкидных линиях [1].

Характер распределения температуры по глубине скважины зависит от передачи тепла движущейся по стволу скважины жидкости окружающим породам и от расширения газожидкостной смеси.

Интенсивность теплоотдачи зависит от разницы температур жидкости и окружающих пород на определённой глубине, а также теплопроводности кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной.

Если кольцевое пространство заполнено газом, то теплоотдача меньше по сравнению с таковой для жидкостного заполнения.

При давлении в стволе скважины выше давления насыщения весь газ находится в растворённом состоянии, и охлаждение в этом случае вызывается отдачей тепла в окружающую среду.

Охлаждение газонефтяной смеси, вызванное расширением газа и его работой по подъёму жидкости, в несколько раз меньше, чем охлаждение за счёт теплоотдачи окружающим породам.

Отсюда следует, что температура по стволу скважины определяется главным образом условиями теплоотдачи, а значит, и дебитом скважины.

Изложенные рассуждения относятся к интервалу ствола скважины, где давление выше 2,0 МПа. Здесь происходит выделение сухого газа (метана). По мере увеличения давления растёт коэффициент растворимости газа и одновременно возрастает количество теплоты, затрачиваемой на испарение выделяющихся из нефти газов, содержащих большое количество этана и пропана.

Расчёты показывают, что выделение газа при давлении ниже 1,0 МПа связано с более сильным охлаждением, а выделение тяжёлого газа при низких давлениях способствует большему уменьшению растворимости парафина в нефти, чем выделение сухого газа [1].

1.2.2 Влияние давления и газового фактора

В случае, когда забойное давление больше давления насыщения нефти газом ($p_{\text{заб}} > p_{\text{нас}}$), в стволе скважины от забоя до области, где давление становится равным давлению насыщения, сохраняется равновесное состояние системы и происходит движение только жидкости. Далее равновесие нарушается, увеличивается объём газовой фазы, жидкая фаза становится нестабильной, что приводит к выделению из неё парафина [1].

Если забойное давление меньше давления насыщения ($p_{\text{заб}} < p_{\text{нас}}$), нарушение равновесного состояния происходит уже в пласте и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в стволе скважины, начиная от забоя. Парафинообразование усиливается при снижении забойного давления и температуры до критических значений [1].

При насосном способе эксплуатации давление на приёме насоса $p_{\text{пр}}$ меньше, чем давление насыщения нефти газом $p_{\text{нас}}$. Это может привести к выпадению парафина в приёмной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны. В подъёмной колонне образуется две зоны. Первая – выкидная часть насоса: здесь давление резко возрастает и становится больше давления насыщения. В этом интервале движется жидкость. Вторая – зона снижения давления до давления насыщения и ниже, здесь начинается интенсивное выделение парафина [1].

В фонтанных скважинах при поддержании давления у башмака насосно – компрессорных труб равным давлению насыщения выпадения парафина следует ожидать в подъёмном лифте.

Однако возникают режимы, когда с целью интенсификации притока забойное давление снижают до значений, равных или меньших давления насыщения, и тогда вероятность газовыделения и выпадения парафина высока в любом интервале ствола скважины, а также в насосно – компрессорных трубах.

Таким образом, место выделения парафина может находиться на различной глубине и зависит от режима работы скважины.

Как показали лабораторные исследования, на интенсивность отложений парафина оказывает влияние процесс выделения и поведения газовых пузырьков в потоке смеси.

Установлено, что газовые пузырьки обладают способностью флотировать взвешенные частицы парафина.

Механизм этого процесса описывается так.

При отрыве пузырька от твёрдой поверхности вначале основание пузырька сокращается очень медленно, а затем всё быстрее. После некоторого промежутка времени отрыв осуществляется скачком.

В момент отрыва создаётся перепад давления между объёмной фазой и зоной, находящейся под пузырьком, в результате которого часть

кристаллов парафина сносится к поверхности, граничащей со стенкой трубы; они соприкасаются со стенкой и выделяются на её поверхности.

В дальнейшем процесс отложений прогрессивно нарастает, так как парафины обладают гидрофобными свойствами. На стенке трубы образуется слой из кристаллов парафина и пузырьков газа. Чем менее газонасыщен этот слой, тем большую плотность он имеет. Поэтому более плотные отложения образуются в нижней части подъёмных труб, где пузырьки газа малы и обладают большей силой прилипания к кристаллам парафина и стенкам трубы.

Итак, основными условиями, способствующими парафинообразованию, являются: снижение давления и температуры, а также разгазирование нефти [1].

1.2.3 Фактор скорости потока и состояния поверхности оборудования

Влияние скорости движения газонефтяной смеси и вида покрытия на отложения асфальтосмолопарафиновых веществ показано на рисунке 4 [1].

При низких скоростях потока интенсивность отложения на стали растёт с увеличением этой скорости за счёт увеличения массопереноса, а затем снижается, поскольку возрастает касательное напряжение, превышающее прочность сцепления парафина с поверхностью оборудования [1].

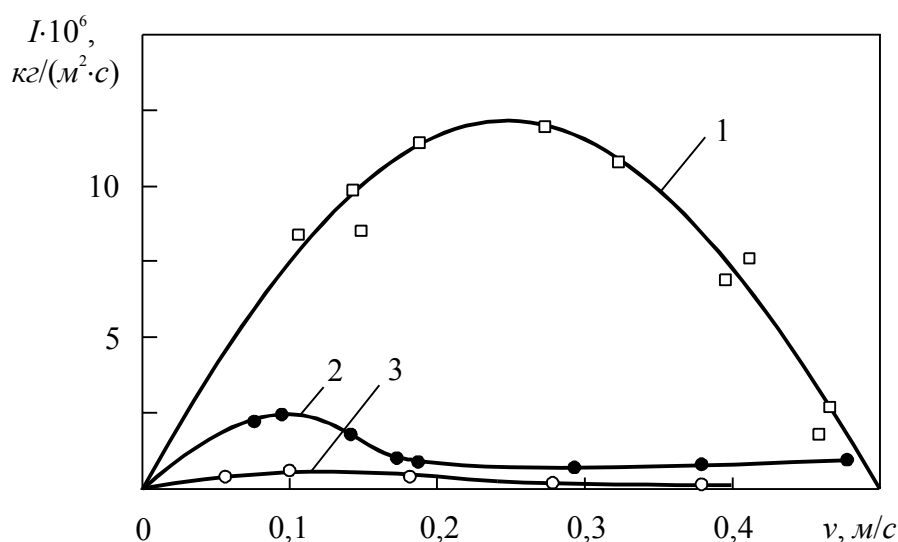


Рисунок 4 – Интенсивность отложения I АСПО (в интервале 0–50 м от устья) в зависимости от скорости движения нефти v и вида покрытия:

1 – сталь; 2 – эпоксидная смола; 3 – стекло [1]

Установленные закономерности подтверждаются и практикой эксплуатации высокодебитных скважин, в которых величина отложений и интенсивность их образования значительно меньше, чем в малодебитных и особенно в периодически работающих скважинах. В последних при остановке нефть в подъёмных трубах стекает вниз, а кристаллы парафина, ранее присутствовавшие в ней во взвешенном состоянии, оседают на отложившемся парафине, увеличивая толщину слоя [1].

Кроме того, при больших скоростях движения поток охлаждается медленнее, чем при малых, что также замедляет процесс парафинообразования.

Состояние поверхности оборудования оказывает существенное влияние на прочность сцепления (адгезию) отложений. Чем выше значение гидрофильного характера поверхности материала, глянецвидность (чистота обработки), тем меньше адгезия, а, следовательно, при меньших скоростях потока нефти будут срывать асфальтосмолопарафиновые образования с таких поверхностей [1].

С другой стороны интенсивность отложений увеличивается с возрастанием шероховатости труб. Эта зависимость показана на рисунке 5.

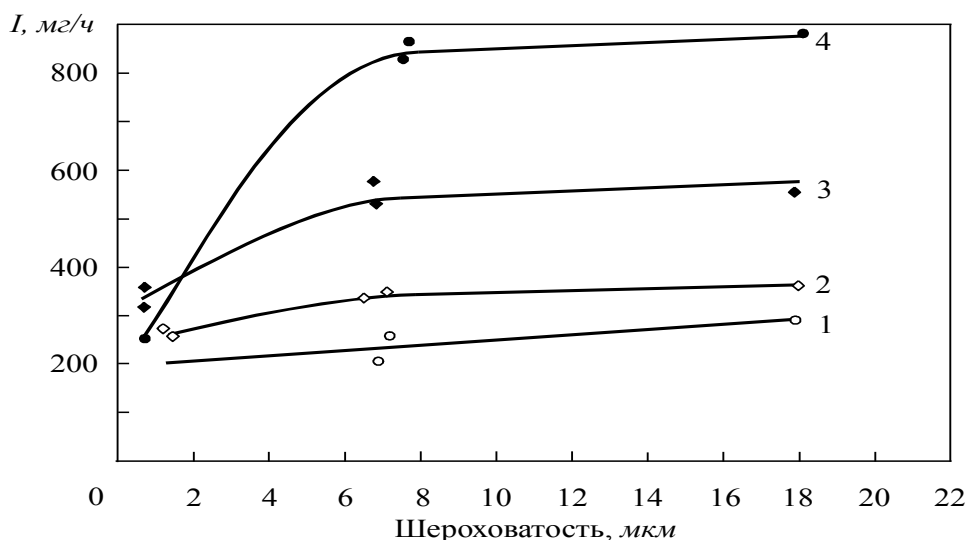


Рисунок 5 – Изменение интенсивности отложений парафина I на поверхности образцов различной шероховатости при различных дебитах скважины:

1 – 23 т/сут; 2 – 42 т/сут; 3 – 61 т/сут; 4 – 76 т/сут [1]

Выступы на поверхности труб являются очагами вихреобразования, разрыва слоя, замедлителями скорости движения жидкости у стенки трубы. Это служит причиной образования центров кристаллизации отложений, прилипания к поверхности труб, застревания между выступами и впадинами поверхности [1].

1.2.4 Влияние обводненности на процесс парафинообразования

Обводнённость продукции скважины оказывает двойное действие. Вначале при малом содержании воды в нефти и прочих равных условиях наблюдается некоторое повышение интенсивности отложений, а затем с увеличением доли воды в потоке интенсивность этого процесса снижается за счёт повышения температуры потока (теплоёмкость воды в 1,6 – 1,8 раза больше теплоёмкости нефти), в связи с этим точка начала кристаллизации парафина смещается в направлении от забоя скважины к устью [1].

Но с другой стороны присутствие в нефтяной эмульсии большого количества воды приводит к снижению пластовой температуры и как следствие этого облегчению формирования АСПО на больших глубинах.

В процессе разработки залежей при заводнении состав пластовой нефти значительно изменяется. При контактировании с водой такие компоненты растворённого в нефти газа, как азот и метан, переходят в вытесняющую воду. В результате снижается давление насыщения нефти газом, повышается плотность и вязкость, а также относительное содержание высокомолекулярных компонентов в нефти. В образующихся АСПО содержится значительное количество воды и механических примесей [1].

В обводнённых скважинах уменьшается общий объем нефти – носителя веществ для формирования отложений. Кроме того, увеличение содержания воды в добываемой продукции уменьшает вязкость потока и, следовательно, увеличивает его срывающие усилия. Однако рост обводнённости скважин увеличивает удельный объем нефти, контактируемый с запарафиниваемой поверхностью.

Таким образом, при увеличении концентрации воды в нефти на интенсивность выделения из неё отложений влияют противоположно направленные факторы [1].

1.2.5 Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений

Под механизмом «парафинизации» понимается совокупность процессов, приводящих к накоплению твердой органической фазы на поверхности оборудования. При этом, образование отложений может происходить либо за счет сцепления с поверхностью уже готовых, образовавшихся в потоке частиц твердой фазы, либо за счет возникновения и роста кристаллов непосредственно на поверхности оборудования [3]. Вероятность закрепления частиц парафина на поверхности оборудования в условиях действующей скважины практически ничтожна – парафиновая

частица может закрепиться на стенке оборудования, но при условии, что первоначально она застрянет на ней чисто механически [3]. При транспортировании нефти по трубопроводу протекают следующие процессы. Нефть поступает в трубопровод и контактирует с охлажденной металлической поверхностью. При этом возникает градиент температур, направленный перпендикулярно охлажденной поверхности к центру потока. За счет турбулизации потока температура нефти в объеме снижается. При этом параллельно протекают два процесса: – выделение кристаллов n-алканов на холодной поверхности; – кристаллизация n-алканов в объеме нефти. Практически важным является не само по себе выделение парафинов, а отложение их на поверхности труб и оборудования по направлению теплопередачи [3]. Такие отложения формируются при соблюдении ряда условий: наличия в нефти высокомолекулярных углеводородов, в первую очередь метанового ряда; снижения температуры потока до значений, при которых происходит выпадение твердой фазы; наличия подложки с пониженной температурой, на которой кристаллизуются углеводороды и с которой они настолько прочно сцепляются, что возможность срыва отложений потоком при заданном технологическом режиме практически исключается.

Исследованиями последних лет достоверно установлено, что прямой связи между содержанием парафина и интенсивностью его отложения нет [3]. Отсутствие такой связи обусловлено, прежде всего, существенным различием состава твердых углеводородов – «парафина», а именно, различием в соотношениях ароматических, нафтеновых и метановых соединений в высокомолекулярной части углеводородов, которое при стандартных методах исследования нефти не определяется. Между тем, доказано, что именно различия в составе твердых углеводородов в основном и определяют особенности формирования парафиновых отложений. Чем выше содержание углеводородов с разветвленными структурами –

ароматических, нафтеновых и изоалкановых, тем менее прочными оказываются парафиновые отложения, поскольку такого типа соединения обладают повышенной способностью удерживать кристаллическими образованиями жидкую массу. Углеводороды метанового ряда – особенно высокомолекулярные парафины, наоборот, легко выделяются из раствора с образованием плотных структур. Ясно, что рыхлые и полужидкие кристаллические отложения сравнительно легко могут быть удалены естественным потоком жидкости в процессе эксплуатации скважин, не вызывая никаких осложнений, и, наоборот, плотные и прочные отложения, сформированные в основном из н – алканов, создают серьезные осложнения, на ликвидацию которых затрачивается много средств и труда [3].

1.3 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

В последнее время развиваются технологии и способы борьбы с АСПО. Однако к настоящему времени все трудности, связанные с решением данной проблемы, не преодолены. Многообразие условий разработки месторождений и характеристик добываемой нефти требуют индивидуальных подходов.

Все методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями можно разделить на два направления. Первое основано на предупреждении (замедлении) образования АСПО. К таким методам относятся: применение гладких покрытий; химические методы (ингибиторы); физические методы, основанные на применении магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. Второе направление основано на удалении уже образовавшихся отложений. К этой группе методов относятся механические методы (скребки); тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, воздействие острым паром, применение электродов, индукционных подогревателей и реагентов, при

взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции); химические (растворители и удалители).

В данной работе будет рассматриваться ингибирование с целью понижения вязкости нефти, поэтому более подробно рассмотрим химические методы борьбы с АСПО.

Химические методы борьбы с АСПО

Химические методы удаления и предупреждения отложений парафина широко применяются в нашей стране и за рубежом. Реагенты и их композиции, используемые в этих процессах, можно разделить на две большие группы – растворители (удалители) и ингибиторы. Назначение первых состоит в удалении АСПО в растворённом или диспергированном состоянии с поверхности труб и оборудования. Для предотвращения парафиноотложений применяют ингибиторы, в основе действия которых лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью. По этому признаку ингибиторы подразделяются на смачивающие, модифицирующие, моющие, депрессаторы и диспергаторы [1].

Механизм действия смачивающих агентов сводится к образованию на поверхности металла труб гидрофильной пленки, препятствующей адгезии кристаллов парафина к трубам и создающей условия для их выноса потоком жидкости. Условием эффективного применения агентов этой группы является отсутствие каких либо отложений на трубах перед использованием ингибиторов [1].

Модификаторы взаимодействуют с молекулами парафина, ослабляя процесс укрупнения кристаллов. Это способствует поддержанию кристаллов во взвешенном состоянии в процессе их движения [1].

Механизм действия депрессаторов заключается в адсорбции их молекул на кристаллах парафина, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению. Депрессаторы снижают температуру застывания нефти [1].

Модификаторы и депрессаторы сходны по результату действия в процессе предотвращения образования плотных отложений и их часто объединяют в одну подгруппу. Естественными депрессаторами являются асфальтены, содержащиеся в нефти [1].

Диспергаторы – химреагенты, обеспечивающие повышение теплопроводности нефти и, следовательно, замедляющие процессы кристаллизации парафина. В результате время пребывания парафина во взвешенном состоянии в потоке и вероятность его подъёма потоком жидкости увеличивается [1].

Ингибиторы моющего действия включают в основном нефте – маслорастворимые неионогенные, катионные и анионные ПАВ. Действие ингибиторов моющего типа заключается в следующем: после растворения ингибитора в нефти алкановые блоки ПАВ внедряются в парафиновые отложения в момент фазового перехода в твердое состояние и сокристаллизуются с ними, гидрофильные блоки концентрируются на поверхности раздела фаз в воде и на стенках оборудования, а гидрофобные – на поверхности раздела фаз в нефти. Полярные анионные и катионные группы ПАВ воздействуют на зарождение, рост кристаллов и величину частиц дисперсии асфальтосмолопарафиновых отложений. В итоге суть заключается в том, что ингибиторы, двигаясь с потоком продукции скважин, поддерживают парафиноотложения в мелкодисперсном состоянии, обеспечивая отмыв зародышей кристаллов со стенок НКТ и нефтепромыслового оборудования [1].

Требования, предъявляемые к химреагентам, предотвращающим отложения парафина при добыче нефти, следующие:

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

Технологическая схема подачи ингибитора определяется способом эксплуатации скважин и может производиться непрерывно или периодически.

Непрерывная подача ингибитора производится наземным или глубинным дозировочным устройством.

Периодическая подача осуществляется устройством гидростатического действия или насосным агрегатом [1].

Выбор того или иного химического метода борьбы с АСПО, как показала многолетняя практика нефтяников в нашей стране и за рубежом, основывается на тщательном изучении свойств добываемой продукции, её поведении в пластовых условиях, скважине и наземном оборудовании. Выбор конкретных химических реагентов базируется на точном знании состава АСПО, механизма его формирования и исследовании выбранного химического реагента (композиции реагентов) в условиях лаборатории на применимость к конкретному составу отложений [1].

Окончательное решение зависит от объективного технико–экономического анализа, проводимого после промышленного испытания выбранного способа [1].

2. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИНГИБИТОРОВ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ А... МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Объект и методика исследования

Физико – химические свойства исследуемой нефти

Исследования проводились с образцами нефти А... нефтегазоконденсатного месторождения, физико – химические свойства которой представлены в таблице (табл. 1).

Образцом нефти служила проба со скважины №....

Таблица 1 – Физико – химические характеристики и состав нефти скважины №...

Образец	ρ , кг/м ³ , при 20 °С	ν , мм ² /с при 20 °С	T_z , нефти, °С	Содержание в нефти, % масс.		
				парафины	смолы	асфальтены
Нефть А... месторождения	872,6	93,9	+19	6,48	4,93	1,64

Методика приведения эксперимента

Измерения вязкости исходной нефти и с присутствием присадки проводились на программируемом ротационном вискозиметре Brookfield LVDV – II+PRO. Диапазон температур составлял от плюс 15⁰С до плюс 50⁰С с шагом 5⁰С прямым и обратным ходом. Обработка измерений осуществлялась с помощью программного обеспечения Rheocalc. В качестве ингибиторов парафинообразования (ИПО) исследовались два реагента с различными концентрациями, представленными в таблице (табл. 2). Концентрации были подобраны в соответствии с рекомендациями производителей.

Таблица 2. Ингибиторы, используемые в исследовании и их дозировки

	СНПХ–ИПГ–11А	ХПП–007
Концентрация, г/т	100	150
	150	200
	200	250

Таблица 3. Дозировка ингибиторов для пробы нефти объемом 20 мл

Концентрация, г/т	100	150	200	250
Объем ингибитора, мкл	2	3	4	5

Этапы проведения эксперимента с образцом нефти без ингибитора:

1. Установка программы измерения в программном обеспечении Rheocalc;
2. Подготовка пробы чистой нефти объемом 16 мл;
3. Установка цилиндра с пробой в вискозиметр Brookfield DV–II+PRO;
4. Запуск программы измерения.

Этапы проведения эксперимента с образцом нефти с присутствием ингибитора:

1. Подготовка пробы чистой нефти объемом 20 мл и добавление в нее ингибитора в соответствующей дозировке;
2. Выдержка готовой пробы в течение суток;
3. Перемешивание готовой пробы с помощью перемешивающего устройства в течение 10 минут;
4. Установка программы измерения в программном обеспечении Rheocalc;
5. Установка цилиндра с пробой в вискозиметр Brookfield DV–II+PRO;
6. Запуск программы измерения.

Такая процедура применялась для исследования для каждой дозировки обоих ингибиторов.

В итоге все результаты сравнивались посредством построения диаграмм, их анализа, и определялась наиболее подходящая для снижения вязкости нефти присадка и ее концентрация.

2.2 Ингибиторы, использованные в исследовании

2.2.1 Ингибитор СНПХ – ИПГ – 11

Реагент СНПХ–ИПГ–11 предназначен для предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений и парафиногидратных пробок в нефтепромысловом оборудовании. Применяется в качестве ингибитора парафиноотложений для нефти с высоким содержанием парафинов и смолистых веществ, а так же в качестве ингибитора с пониженной температурой застывания [4].

Ингибитор парафиногидратоотложений СНПХ – ИПГ – 11 выпускают трех марок: А, Б и М.

Основные характеристики:

- Агрегатное состояние – однородна жидкость от светло – желтого до светло– коричневого цвета;
- Плотность при 20⁰С не менее 820 кг/м³;
- Кинематическая вязкость при 20⁰С не более 10 мм²/с;
- Температура застывания не более минус 40⁰С [4].

Реагент растворяется в нефти. При длительном хранении не расслаивается. Не содержит хлорорганических соединений.

По степени воздействия на организм человека СНПХ–ИПГ–11 относится к умеренно–опасным веществам 3 класса опасности [4].

Расход ингибитора при непрерывной, либо периодической подаче не превышает 200 г на тонну нефти, что обеспечивает увеличение межочистного периода в 2 – 4 раза [4].

2.2.2 Ингибитор ХПП – 007

Реагент ХПП – 007 предназначен для предотвращения образования асфальтеновых и парафиновых отложений при добыче и транспортировке нефти.

ХПП–007 представлен несколькими марками, которые отличаются друг от друга процентным соотношением активных основ (поверхностно–активных веществ неионогенного типа и полимерных композиций, содержащих полярные заместители) и составом растворителей. Выпускается двадцать марок ХПП– 007: ХПП – 007, ХПП – 007(К), ХПП – 007(ТЭ), ХПП–007(38), ХПП–007(Т), ХПП–007(ТЭ)ТК, ХПП–007(ДП), ХПП–007(46)ТЭ, ХПП–007А, ХПП–007 В, ХПП–007С, ХПП–007Д, ХПП–007Е, ХПП–007Н, ХПП–007К, ХПП–007М, ХПП–007Р, ХПП–007Т, ХПП–007Х, ХПП–007У [5].

Основные характеристики:

- Агрегатное состояние – однородная жидкость от бесцветного до коричневого цвета;
- Массовая доля активного вещества не менее 8%;
- Плотность при 20⁰С в пределах 700 – 1000 кг/м³;
- Кинематическая вязкость при 20⁰С не более 40 мм²/с;
- Температура застывания не более минус 50⁰С [5].

ХПП – 007 представляет собой раствор специализированной активной основы в смеси растворителей (обычно метанола и ароматического растворителя). Токсичная, легковоспламеняющаяся жидкость с температурой вспышки от 6 до 12⁰С в зависимости от состава композиции.

По степени воздействия на организм человека относится к 3 классу опасности (вещества умеренно – опасные) [5].

2.3 Реология

Реология – раздел естествознания, в котором изучается поведение систем под действием внешних сил и развитие в них с течением времени деформаций [6].

Текущие системы, такие как жидкости или газы, деформируются необратимо – они текут. Вязкость, которую иногда еще называют внутренним трением – свойство текучих тел (жидкостей и газов) сопротивляться перемещению одной их части относительно другой под действием внешних сил [6].

Основной закон вискозиметрии, описывающий течение идеальной жидкости, сформулировал Исаак Ньютон:

$$\tau = \eta \cdot \dot{\gamma}, \quad (1)$$

где τ – напряжение сдвига, Па;

η – коэффициент вязкости, Па•с;

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, сек⁻¹ [6].

Напряжение сдвига τ равно силе, приложенной к площади S , являющейся поверхностью раздела фаз между пластиной прибора, передающего усилие, и жидкостью, приводящей к течению в жидком слое.

$$\tau = \frac{F}{S} = \left[\frac{\text{Н}}{\text{м}^2} \right] = \text{Па} \quad (2)$$

Если для жидкости выполняется закон Ньютона (при увеличении напряжения сдвига скорость сдвига увеличивается пропорционально и наоборот) – то такие жидкости называются «ньютоновскими». Если увеличение напряжения сдвига вызывает непропорциональное увеличение скорости сдвига (и наоборот), то такие жидкости называются «неньютоновскими» [6].

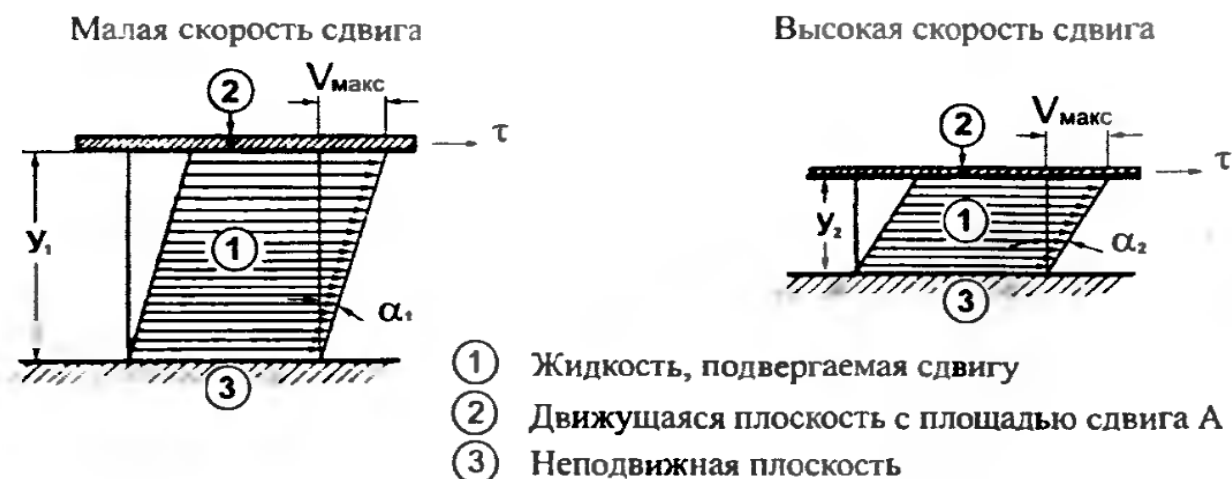


Рисунок 6 – Деформация жидкости под воздействием силы [6].

Напряжение сдвига τ вызывает характерную картину полойного распределения скоростей в слое жидкости. Максимальная скорость течения $v_{\text{макс}}$ наблюдается у границы раздела жидкости с движущейся плоскостью

По мере удаления от подвижной плоскости скорость течения снижается, и на расстоянии y от нее, на границе с неподвижной плоскостью, $v_{\text{мин}} = 0$ [6].

Такое распределение скоростей характерно для ламинарного течения, при котором слои жидкости бесконечно малой толщины скользят друг относительно друга. Относительно верхней и нижней плоскости один ламинарный слой смещается по отношению к другому на некоторую часть общего сдвига всего слоя жидкости. Градиент скорости поперек зазора называют "скоростью сдвига", которая математически выражается в виде дифференциала [6].

Точка над $\dot{\gamma}$ указывает на то, что скорость сдвига есть производная по времени от деформации, обусловленной напряжением сдвига, воздействующим на тонкий ламинарный слой жидкости:

$$\dot{\gamma} = \frac{dv}{dy} \quad [\text{м/с/м}=\text{с}^{-1}], \quad (3)$$

$$\dot{\gamma} = \frac{dy}{dt} = \frac{dL}{dy} = \frac{dL}{dt} = \frac{dv}{dy} \quad (4)$$

Величина η – динамическая вязкость (то есть внутреннее трение без учета сил тяжести). Ранее употребляемая единица "сантипуаз" (сПз) для динамической вязкости η взаимозаменяема с мПа·с: $1 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 1 \text{ сПз}$ [6].

Кинематическая вязкость – мера сопротивления потока жидкости под действием силы тяжести.

Кинематическая вязкость ν связана с динамической вязкостью η соотношением, в котором плотность жидкости ρ является еще одним дополнительным параметром:

$$\nu = \eta / \rho, \quad [\text{м}^2/\text{с}] \quad (5)$$

С учетом того, что размерность плотности ρ – $[\text{кг}/\text{м}^3 = \text{Н} \cdot \text{с}^2/\text{м}^4]$. Ранее в качестве единицы размерности кинематической вязкости использовали "Стокс" (Ст) или "сантиСтокс" (сСт): $1 \text{ Ст} = 100 \text{ сСт}$, $1 \text{ мм}^2/\text{с} = 1 \text{ сСт}$ [6].

Классификация материалов по их реологическому поведению:

- Жидкости, вязкость которых постоянна при фиксированной температуре и не зависит от скорости сдвига, называются ньютоновскими;
- Жидкости, вязкость которых зависит от скорости сдвига, называются неньютоновскими:

а) если при увеличении скорости сдвига вязкость жидкости уменьшается, то такая жидкость называется псевдопластической (например, высокосмолистые нефти или растворы полимеров);

б) если при увеличении скорости сдвига вязкость жидкости увеличивается, то такая жидкость называется дилатантной (например, цементный раствор);

в) если до некоторого значения приложенного напряжения сдвига, называемого критическим (предельным или пороговым), система не течет, а после превышения его начинает необратимо деформироваться, то она называется вязкопластичным телом или бингамовским пластиком [6].

Для облегчения сравнения результатов, характеризующих поведение жидкости при течении, общепринято изображать в виде зависимости $\tau = f(\dot{\gamma})$. Такой график называется «кривой течения». Зависимость $\eta = f(\dot{\gamma})$

называется «кривой вязкости». Данные зависимости представлены на рисунке 7.

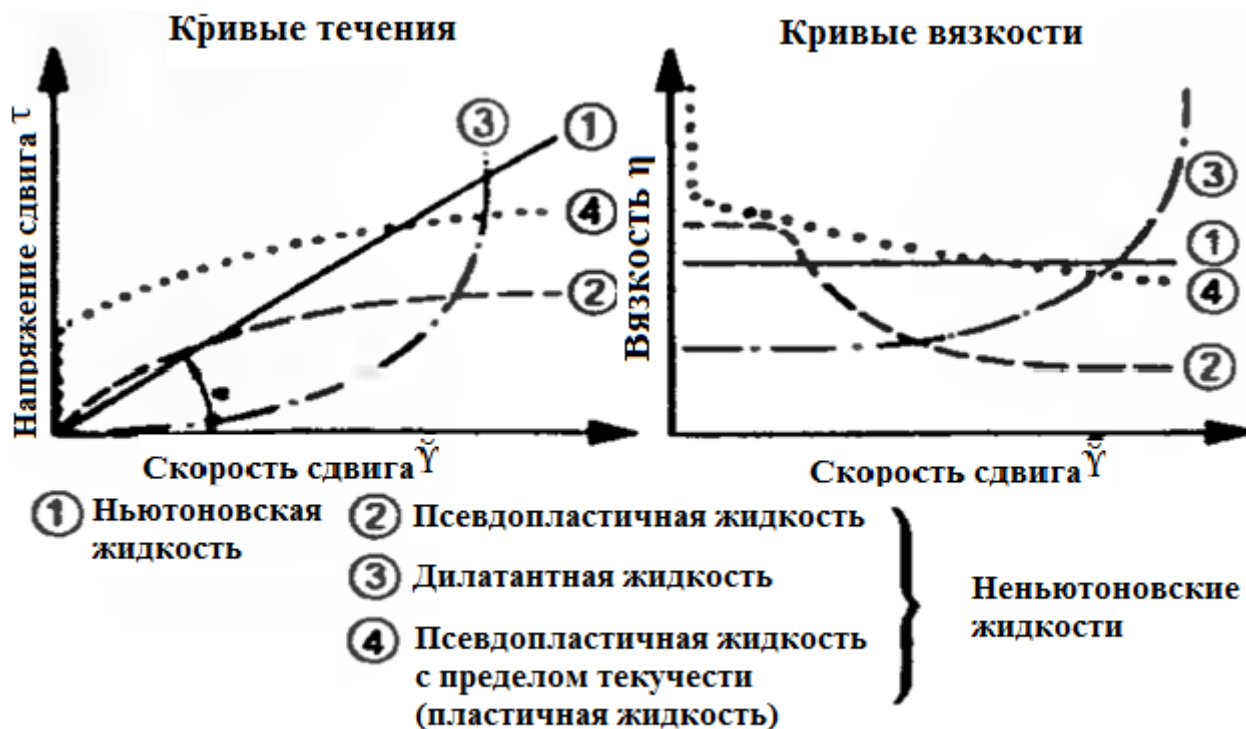


Рисунок 7 – Кривые течения и кривые вязкости ньютоновской и неньютоновских жидкостей [6].

Если нефть представляет собой свободнодисперсную систему, то ее течение качественно совпадает с течением гомогенных жидкостей, то есть при ламинарном режиме течения сохраняется пропорциональность между напряжением сдвига и скоростью сдвига. Количественно отличие выражается в том, что вязкость системы оказывается выше вязкости чистой (гомогенной) жидкости, так как дисперсные частицы оказывают дополнительное сопротивление перемещению слоев жидкости. Наличие структуры в жидкости изменяет характер кривых течения.

Широкий спектр размеров частиц в нефтяной дисперсной системе (НДС) и их взаимодействие между собой обуславливает большое разнообразие реологических свойств нефти.

Для аналитического описания поведения неньютоновских жидкостей часто используют формульное уравнение Освальда де Вилля:

$$\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n, \quad (6)$$

где K – это коэффициент густоты потока,

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига,

n – индекс текучести.

– если $n < 1$, данный флюид относится к псевдопластическим;

– если $n = 1$ – к ньютоновским жидкостям;

– если $n > 1$ – к дилатантным [6].

Очень часто измерение реологических характеристик выполняется с целью контроля качества, когда требуется получать сырье одинаковой консистенции. Характеристики течения как раз являются не прямой мерой консистенции и качества.

Кроме того, изучение характеристик течения позволяет напрямую оценить технологичность продукта. Например, более вязкие материалы труднее прокачивать, поэтому реологические характеристики необходимы при проектировании насосных и трубопроводных систем.

Известно, что реология является наиболее чувствительным методом для комплексного описания материалов, поскольку характеристики течения тесно связаны с такими важными параметрами, как молекулярный вес и распределение молекулярных весов. Это соотношение очень важно, например, при синтезе полимеров, поскольку позволяет оценить относительные изменения, не выполняя измерение молекулярного веса. Также реология очень полезна при отслеживании химических реакций, позволяя выполнять мониторинг процесса и контроль качества.

Реологические характеристики используются для изучения процессов химической, физической и термической обработки, исследования влияния добавок и отслеживания химических реакций. Они позволяют предсказывать и контролировать различные свойства продукта.

2.4 Вискозиметрия

Вискозиметрия – совокупность методов измерения вязкости жидкости и газов. Существуют разнообразные методы и конструкции приборов для измерения вязкости – вискозиметров. Это обусловлено широким диапазоном значений вязкости (от 10^{-5} Па·с у газов до 10^{12} Па·с у ряда полимеров) и необходимостью измерения вязкости в условиях как низких, так и высоких температур и давлений.

Наиболее распространены три метода измерения вязкости жидкостей и газов, классификация которых основана на геометрических особенностях ламинарного течения, создаваемого для измерения вязкости: капиллярный, падающего шара и соосных сосудов (ротационный). Вязкость определяют также по затуханию периодических колебаний пластины, помещенной в исследуемую среду.

В данной работе исследование проводилось на ротационном вискозиметре.

Ротационный вискозиметр Brookfield LVDV-II+PRO

Принцип работы вискозиметра – вращение специального измерительного цилиндра (шпинделя), погруженного в тестируемую жидкость, посредством калиброванной спиральной пружины. Вязкое трение жидкости о шпиндель определяется по закручиванию приводной пружины, которое измеряется датчиком угла вращения [7].

Непосредственно измеряемыми величинами являются:

1. Крутящий момент M , действующий на контактирующую с жидкостью поверхность шпинделя (определяется в процентах от предельного значения момента кручения калиброванной пружины);
2. Угловая скорость шпинделя ω ;
3. Геометрические размеры внутреннего и внешнего цилиндра [7].

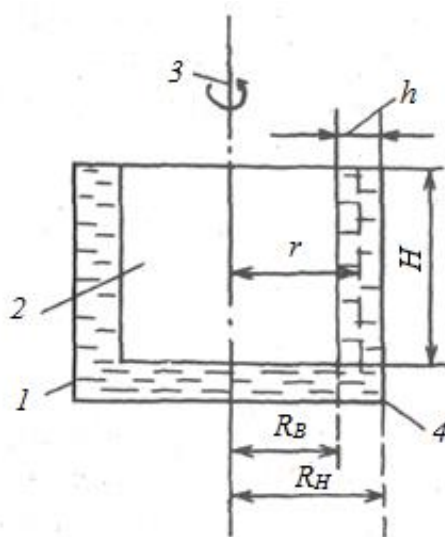


Рисунок 8 – Схема рабочего элемента ротационного вискозиметра

1 – наружный цилиндр радиусом R_H , 2 – внутренний цилиндр R_B ,

3 – центрирующая ось, 4 – дно рабочего цилиндра) [7]

Для цилиндрического кольцевого зазора (в соответствии с рисунком 8) при малых значениях h и рабочей высоты H внутреннего цилиндра, погруженного в жидкость, вязкость которой измеряется, напряжение сдвига τ в слое радиусом r определяется по формуле

$$\tau = \frac{M}{2\pi r^2 H} \quad (7)$$

скорость сдвига – по формуле

$$\dot{\gamma} = \frac{2d\omega}{dr}, \quad (8)$$

где ω – угловая скорость ламинарно перемещающихся слоев среды [7].

Для ньютоновских жидкостей:

$$\omega = \frac{M}{2\pi H \eta} \int_{R_B}^{R_H} \frac{dr}{r^3} \quad (9)$$

интегрируя выражение (9), получаем:

$$\eta = \frac{M}{4\pi H \omega} \left(\frac{1}{R_B^2} - \frac{1}{R_H^2} \right), \quad (10)$$

где η – вязкость [7].

Для неньютоновских жидкостей:

$$\omega = \frac{1}{2} \int_{\tau_B}^{\tau_H} f(\tau) \tau^{-1} dt \quad (11)$$

Для практических вычислений вязкости в ротационных вискозиметрах цилиндр в цилиндре используется соотношение:

$$\eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (12)$$

Для определения напряжения сдвига и скорости сдвига фирма Brookfield использует следующие соотношения:

$$\dot{\gamma} = \left(\frac{2R_H^2}{R_H^2 - R_B^2} \right) \omega, \quad (13)$$

$$\tau = \frac{M}{2\pi R_B^2 H_{\text{эф}}}, \quad (14)$$

где $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига,

τ – напряжение сдвига,

R_H, R_B – радиусы внешнего и внутреннего цилиндров,

ω – угловая скорость вращения внутреннего цилиндра,

M – значения момента (является инструментальным показателем вискозиметра),

$H_{\text{эф}}$ – эффективная длина внутреннего цилиндра.

В связи с тем, что существенное влияние на результаты измерений вязкости оказывает длина шпинделя, вместо истинной длины измерительного шпинделя H , используют эффективную длину $H_{\text{эф}} = H + H_0$. Значение H_0

находят, проведя ряд измерений M и ω при различных H и экстраполируя эту зависимость к $M/\omega \rightarrow 0$ [7].

Общий вид вискозиметра представлен на рисунке 9.

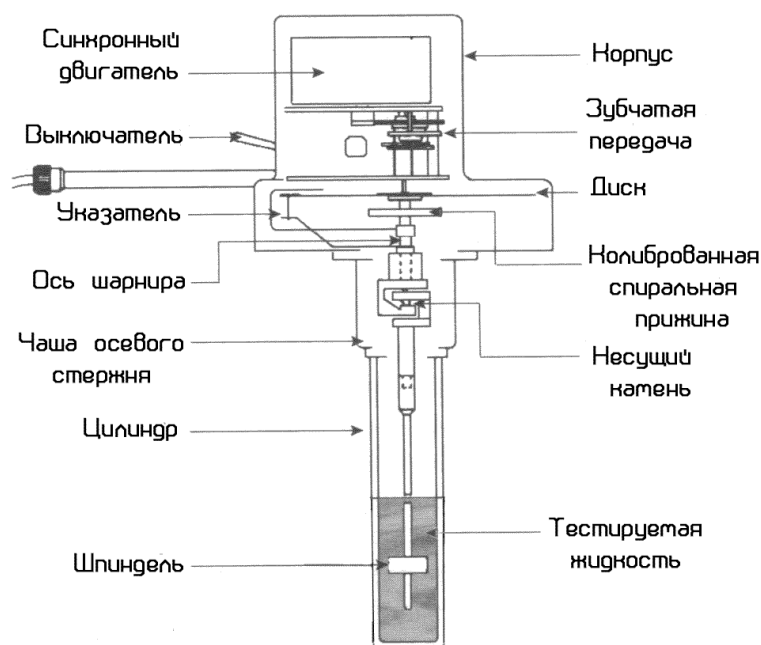


Рисунок 9 – Устройство вискозиметра Brookfield LVDV-II+PRO [7]

Калибровочная пружина имеет предельное значение момента кручения 0,0673 мН*м. Скорость вращения измерительного шпинделя может задаваться от 0,01 до 200 об/мин. Вывод информации об измеряемой жидкости осуществляется на экран вискозиметра. При использовании программы Wingather вывод информации осуществляется также на монитор компьютера и может быть сохранена на любом носителе информации [7].

Для измерений могут использоваться специальные UL – адаптер и адаптер для малой пробы SC4–25, каждый из которых представляет собой два коаксиальных цилиндра. Внешний цилиндр имеет термостатирующую рубашку и при работе является неподвижным. Внутренний цилиндр (шпиндель) является измерительным. Кроме, того, адаптер SC4–25 имеет встроенный во внешний цилиндр термометр [7].

UL – адаптер имеет следующие геометрические характеристики:

Эффективная длина шпинделя – 92,39 мм

Реальная длина шпинделя – 90,74 мм

Диаметр шпинделя – 25,15 мм

Внутренний диаметр внешнего цилиндра – 27,62 мм

Адаптер SC4–25 имеет следующие геометрические характеристики:

Эффективная длина шпинделя – 13,21 мм

Диаметр шпинделя – 4,78 мм

Внутренний диаметр внешнего цилиндра – 19,05 мм

Верхний предел диапазона измерения вязкости (ВПВ) с UL – адаптером и адаптером SC4–25 вычисляется для каждой скорости вращения по следующей формуле:

$$\text{ВПВ (мПа}\cdot\text{с)} = \text{TK} \cdot \text{SMC} \cdot 10000/\text{RPM} \quad (15)$$

где TK – коэффициент пружины (для вискозиметра LVDV–II+ = 0,09373),

SMC – множитель шпинделя (для UL – адаптера = 0,64; для SC4–25 = 512),

RPM – скорость вращения шпинделя, об/мин.

Пределы измерения вязкости для UL – адаптера от 1,0 до 2000 мПа·с, для SC4 – 25 от 240,0 до 4790000 мПа·с. Погрешность измерений вязкости составляет $\pm 1\%$ от верхнего предела диапазона измерения.

При проведении измерений на вискозиметре LVDV–II+PRO необходимо учитывать следующие ограничения по нижнему пределу вязкости:

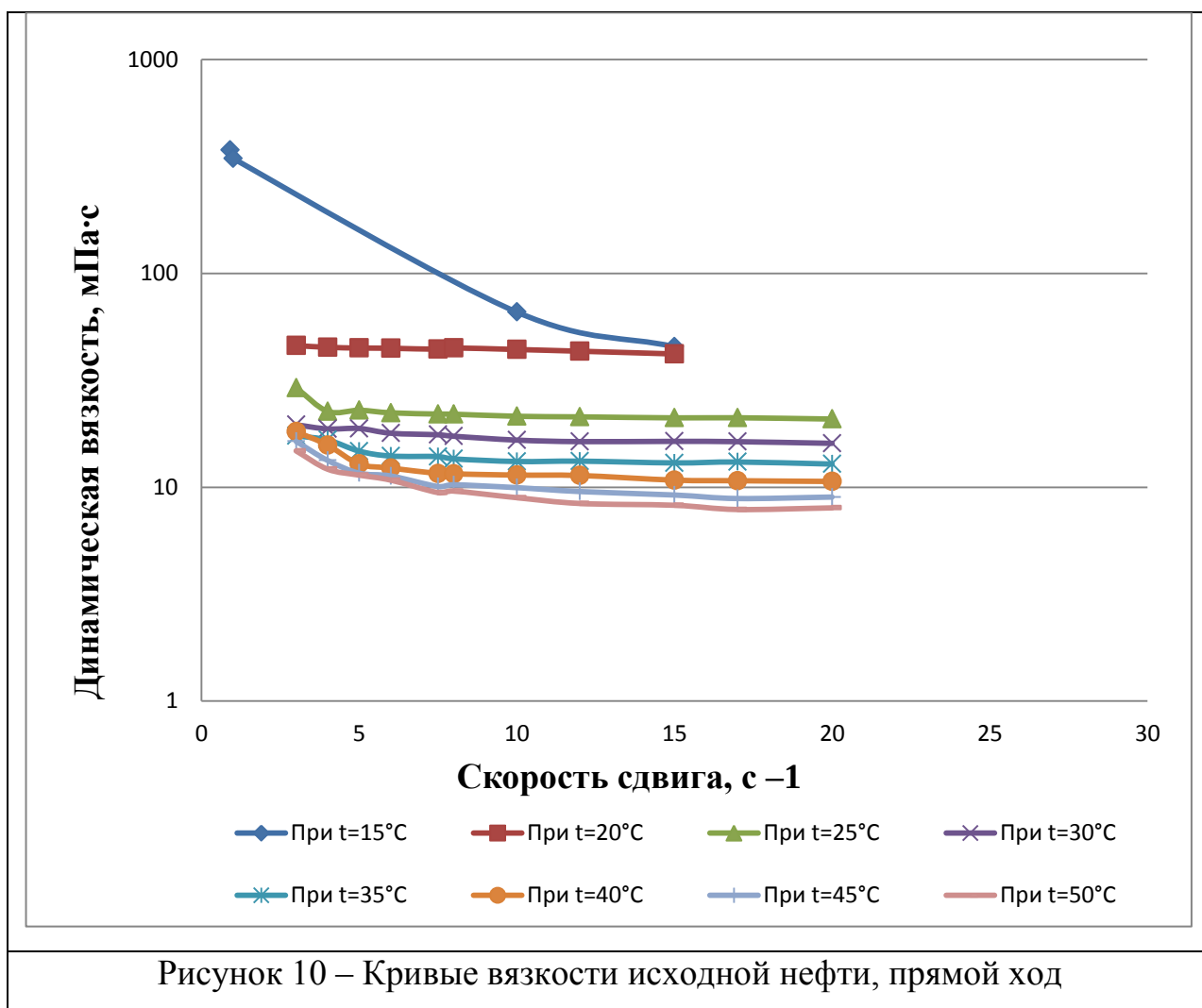
1. Измерение вязкости приемлемо, если момент кручения находится в пределах от 10 до 100 %.
2. Измерение вязкости должно проводиться в условиях ламинарного течения [7].

2.5 Обсуждение результатов

Измерения проводились при температурах от плюс 15°C до плюс 50°C с шагом 5°C прямым и обратным ходом.

Все результаты эксперимента представлены в виде графиков зависимости вязкости системы от скорости сдвига.

На рисунке 10 представлены результаты исследования влияния температуры на реологические свойства нефти А... месторождения.

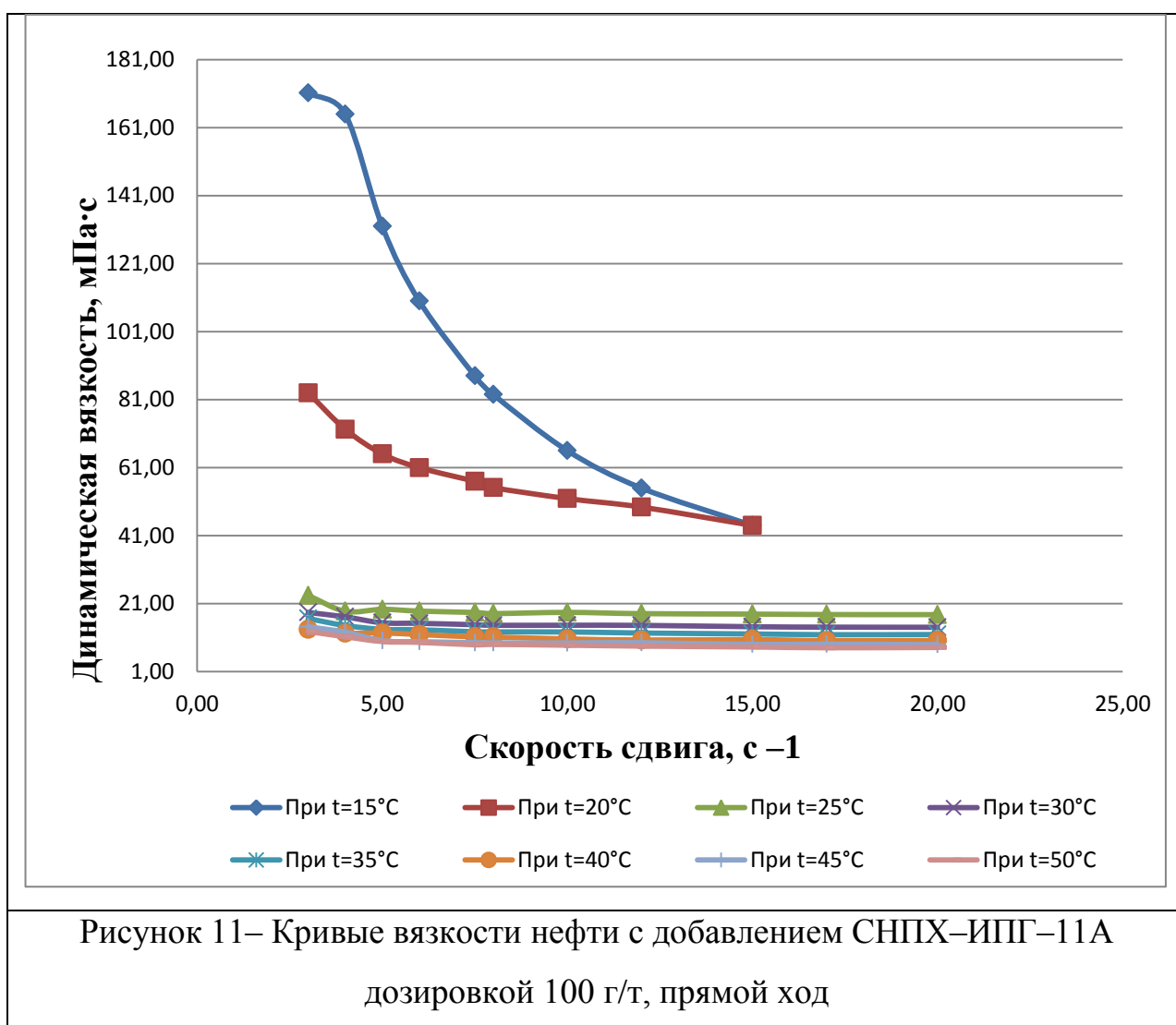


При относительно низких температурах наблюдается снижение вязкости при обратном ходе относительно значений, полученных при измерении вязкости прямым ходом, что свидетельствует о тиксотропии, то

есть изменении свойств во времени под действием приложенного напряжения.

При более высоких температурах различие значений вязкости при прямом и обратном ходе почти не наблюдается, что свидетельствует о том, что парафины не кристаллизуются при данных температурах.

Исследование действия ингибиторов парафинообразования СНПХ–ИПГ–11А и ХПП–007 на реологические свойства исследуемой нефти при разных температурах представлены на рисунках 11–16.



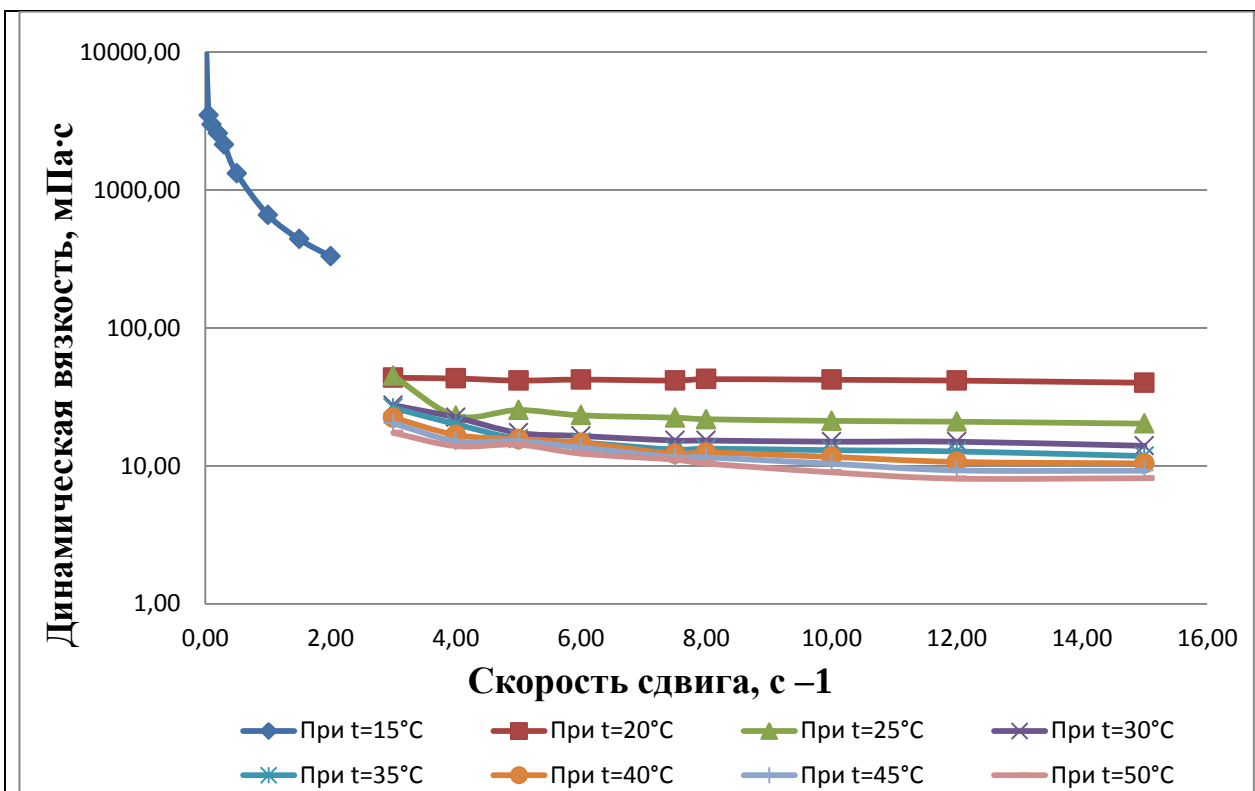


Рисунок 12 – Кривые вязкости нефти с добавлением СНПХ–ИПГ–11А дозировкой 150 г/т, прямой ход

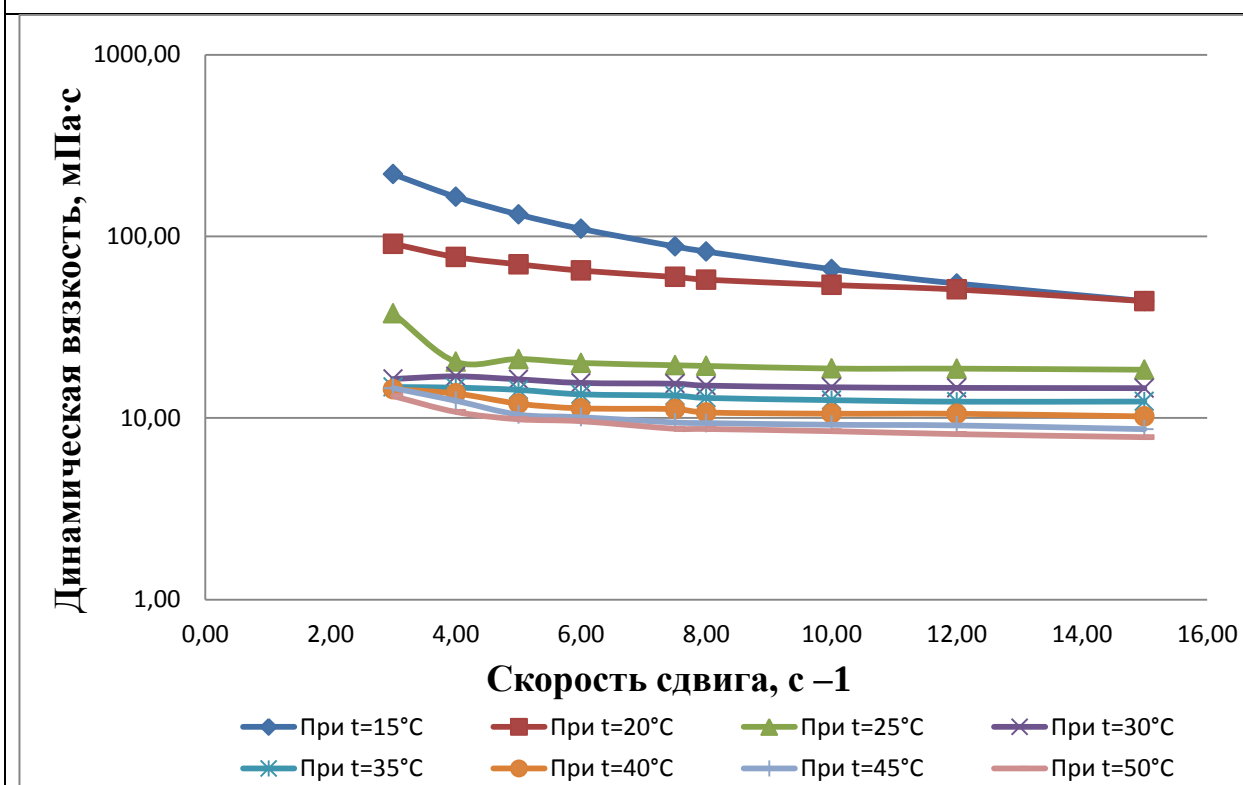


Рисунок 13 – Кривые вязкости нефти с добавлением СНПХ–ИПГ–11А дозировкой 200 г/т, прямой ход

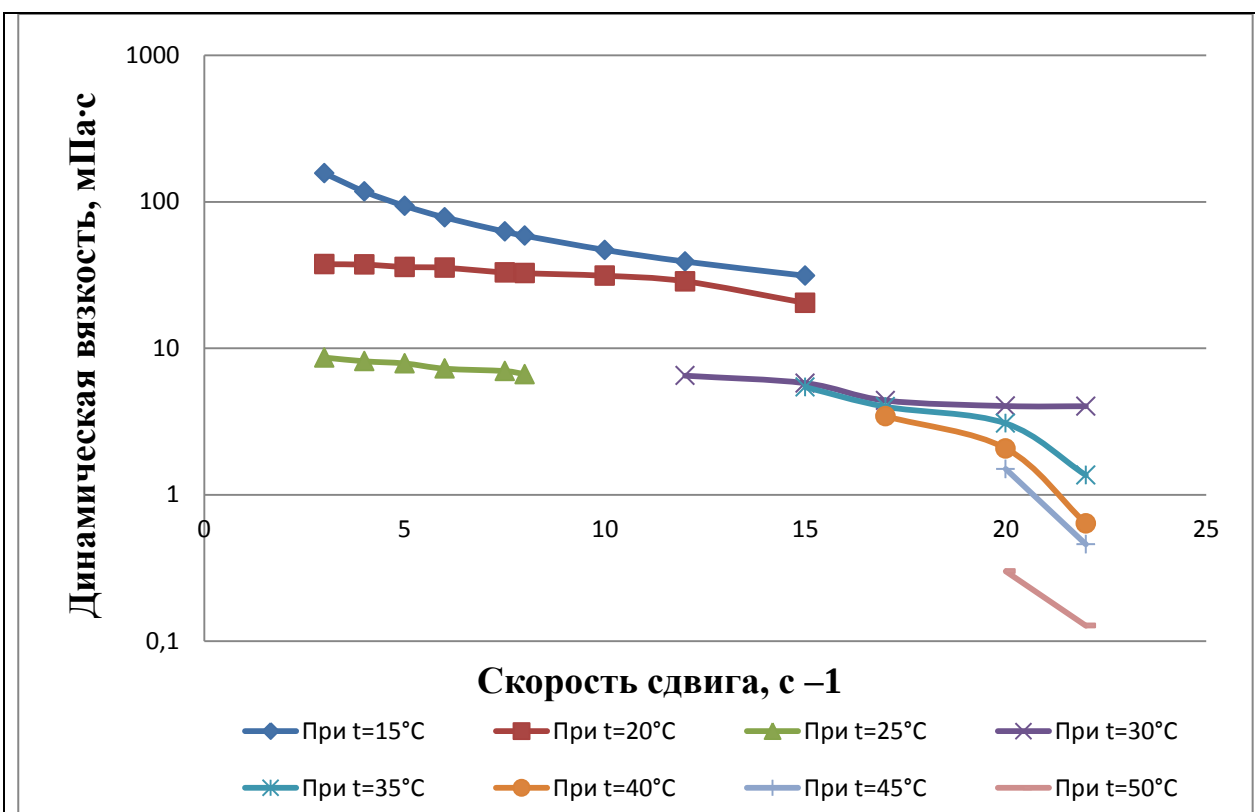


Рисунок 14 – Кривые вязкости нефти с добавлением ХПП–007 дозировкой 150 г/т, прямой ход

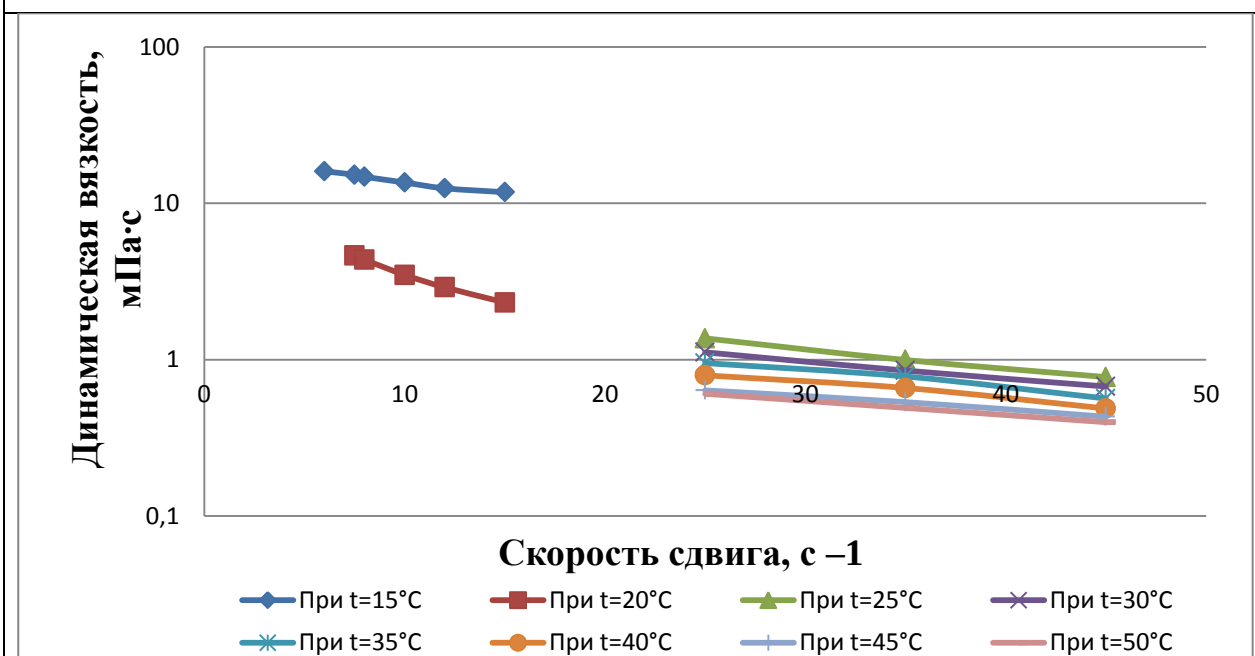


Рисунок 15 – Кривые вязкости нефти с добавлением ХПП–007 дозировкой 200 г/т, прямой ход

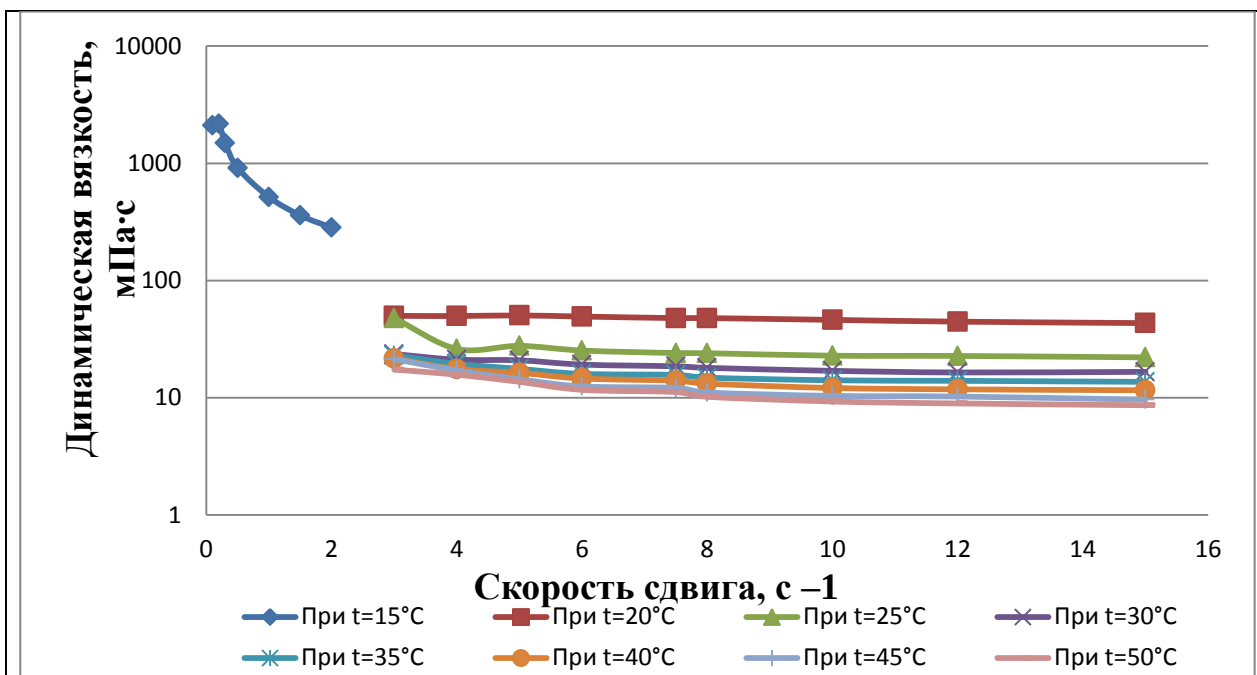


Рисунок 16 – Кривые вязкости нефти с добавлением ХПП–007 дозировкой 250 г/т, прямой ход

Исследование действия ингибиторов парафинообразования СНПХ–ИПГ–11А и ХПП–007 на реологические свойства исследуемой нефти при температурах 15°C и 20°C представлены на рисунках 17– 20.

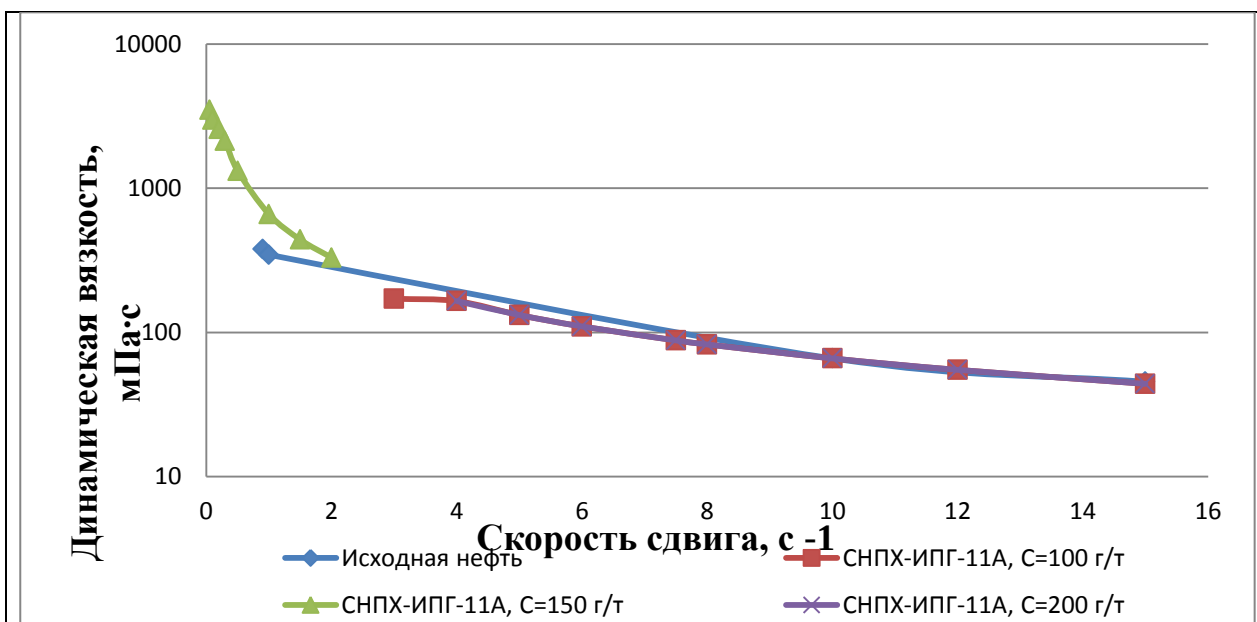


Рисунок 17 – Кривые вязкости исходной нефти и с добавлением СНПХ-ИПГ-11А различной дозировки при 15°C

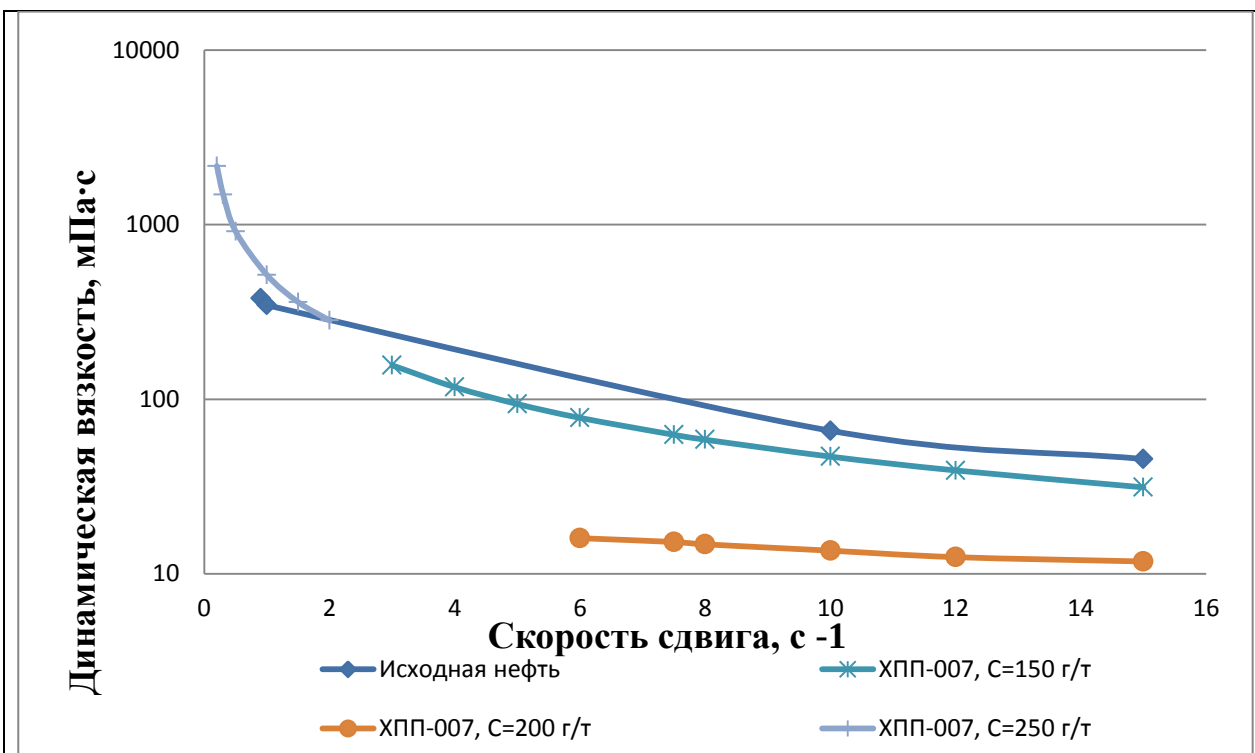


Рисунок 18 – Кривые вязкости исходной нефти и с добавлением ХПП-007 различной дозировки при 15°C

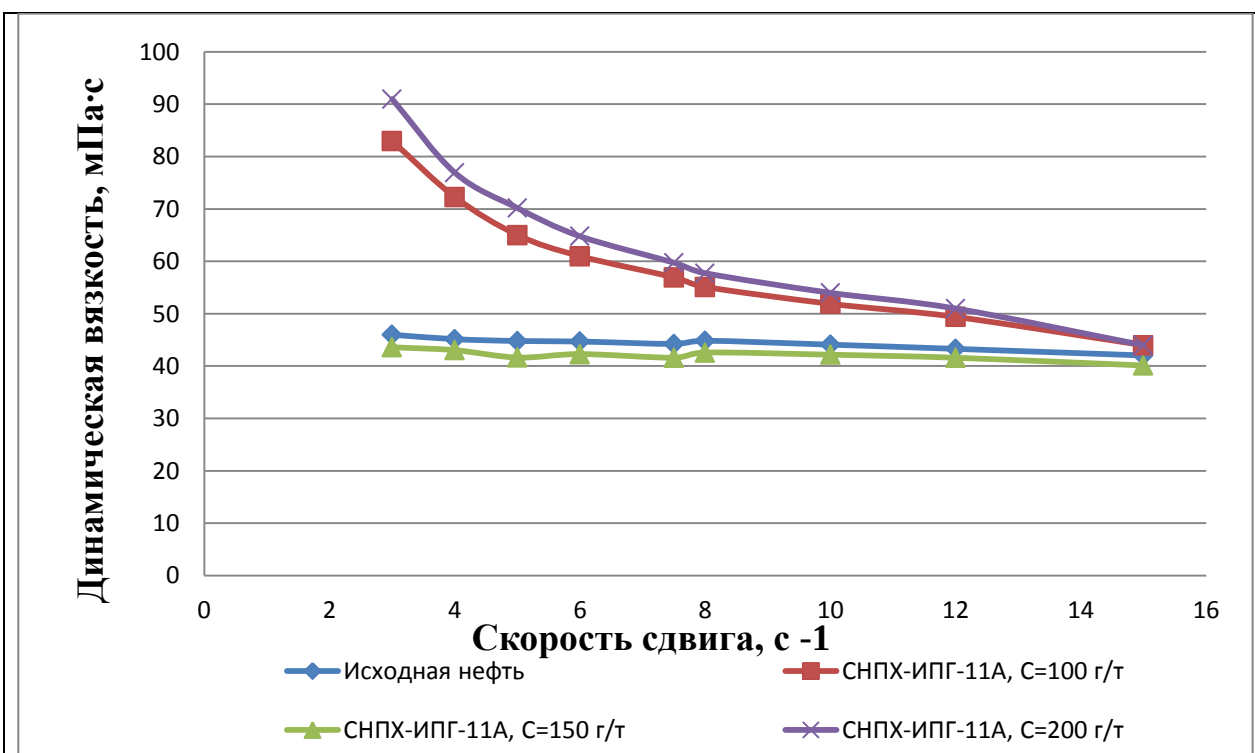
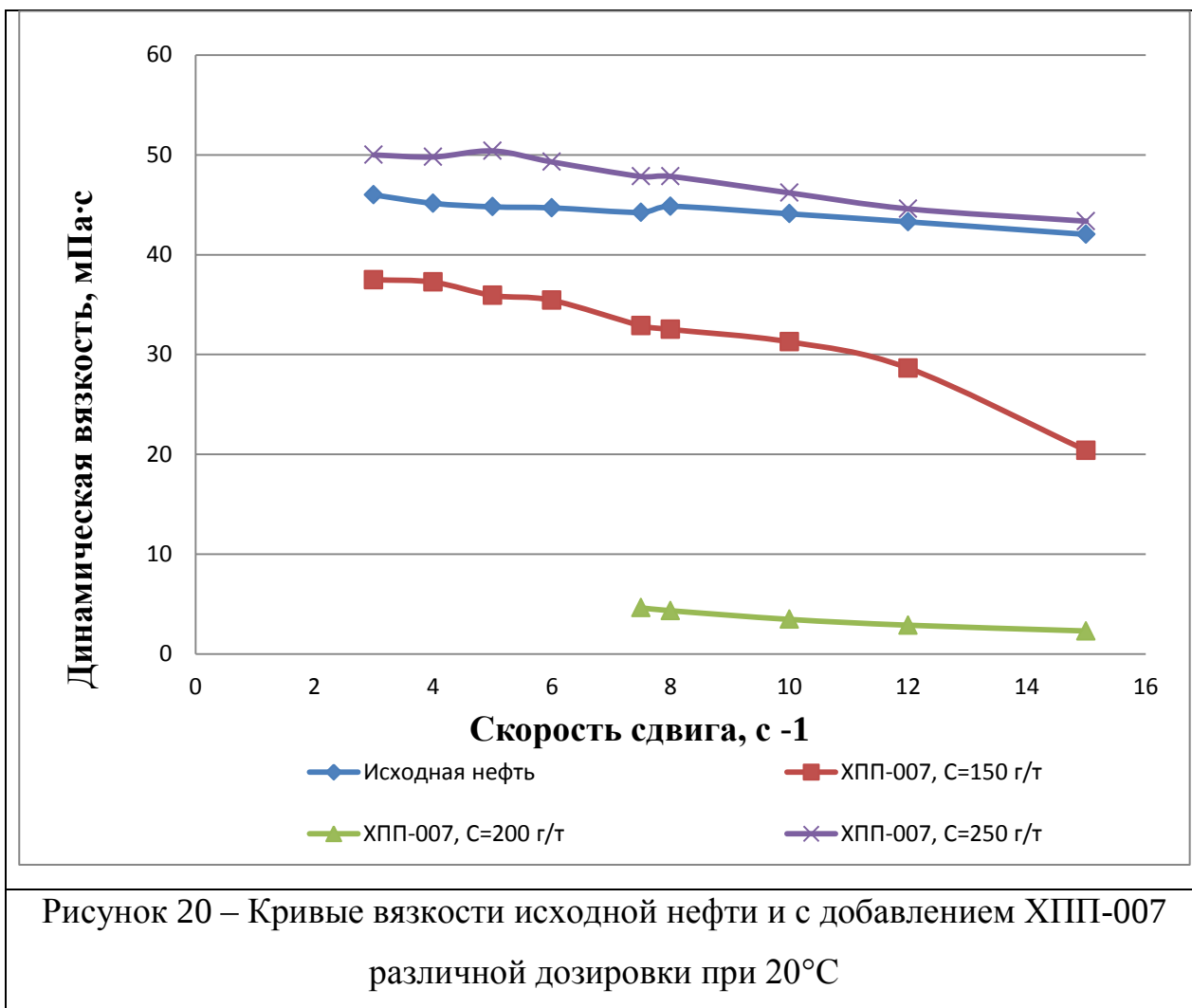


Рисунок 19 – Кривые вязкости исходной нефти и с добавлением СНПХ-ИПГ-11А различной дозировки при 20°C



Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод о том, что при 15°C наиболее удовлетворительные результаты получены с концентрацией 100г/т ингибитора СНПХ–ИПГ–11А и концентрацией 200 г/т ингибитора ХПП–007 (рис.21). При 20 °С наиболее удовлетворительные результаты получены с концентрацией 150г/т ингибитора СНПХ–ИПГ–11А и концентрацией 200 г/т ингибитора ХПП–007 (рис.22).

Наиболее неудовлетворительные результаты получены с концентрацией 150 г/т ингибитора СНПХ–ИПГ–11А и концентрацией 250 г/т ингибитора ХПП–007 (рис.23). При 20 °С наиболее неудовлетворительные результаты получены с концентрацией 200г/т ингибитора СНПХ–ИПГ–11А и концентрацией 250 г/т ингибитора ХПП–007 (рис.24).

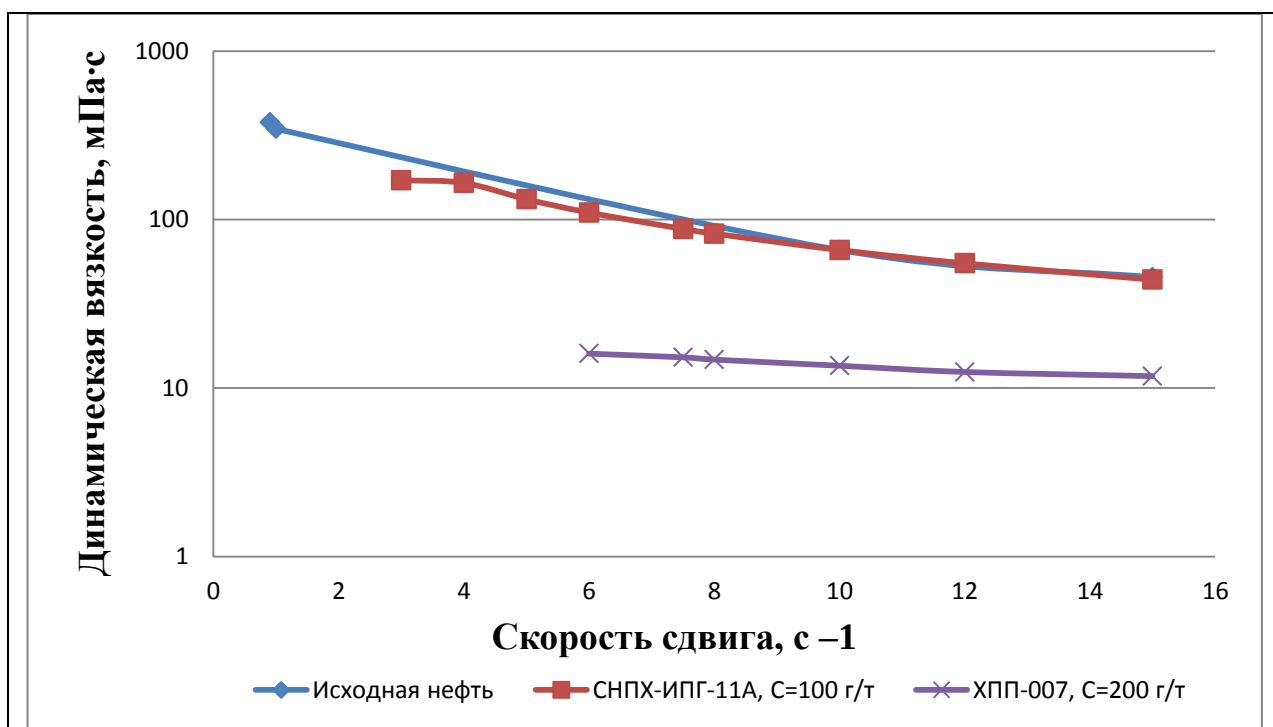


Рисунок 21– Кривые вязкости исходной нефти и с добавлением ингибиторов наиболее подходящей дозировки при 15°С

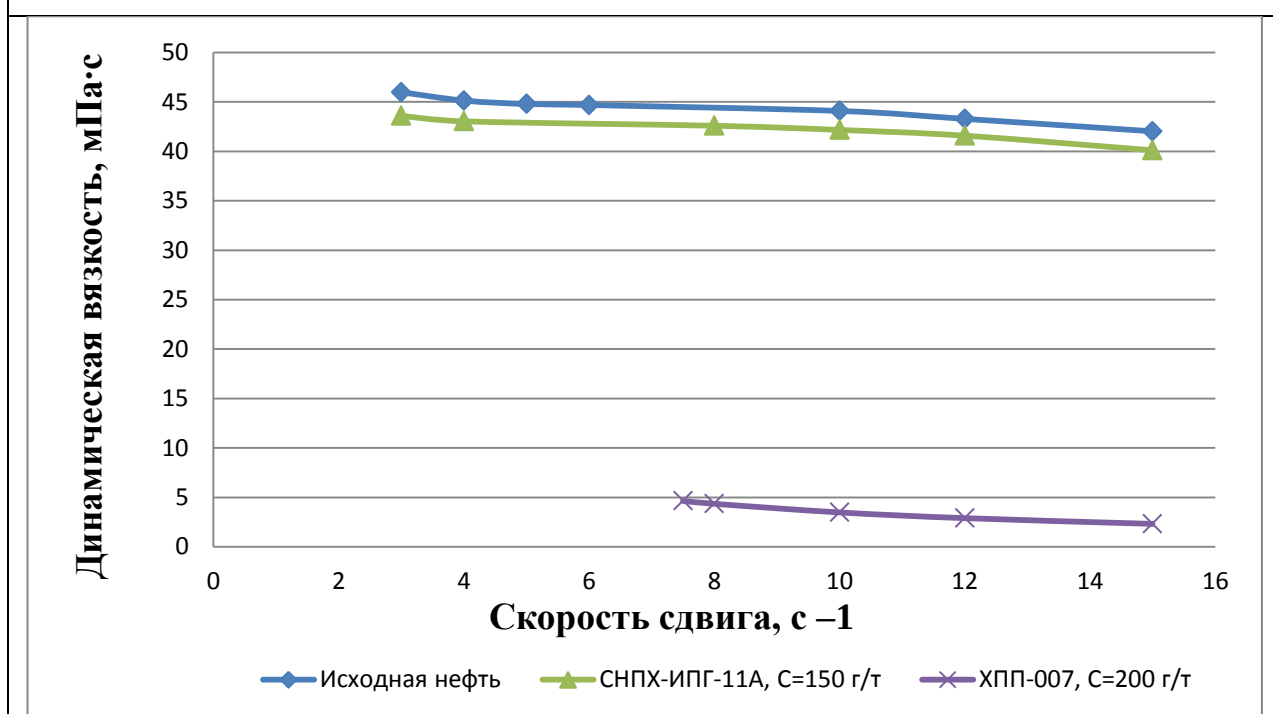


Рисунок 22 – Кривые вязкости исходной нефти и с добавлением ингибиторов наиболее подходящей дозировки при 20°С

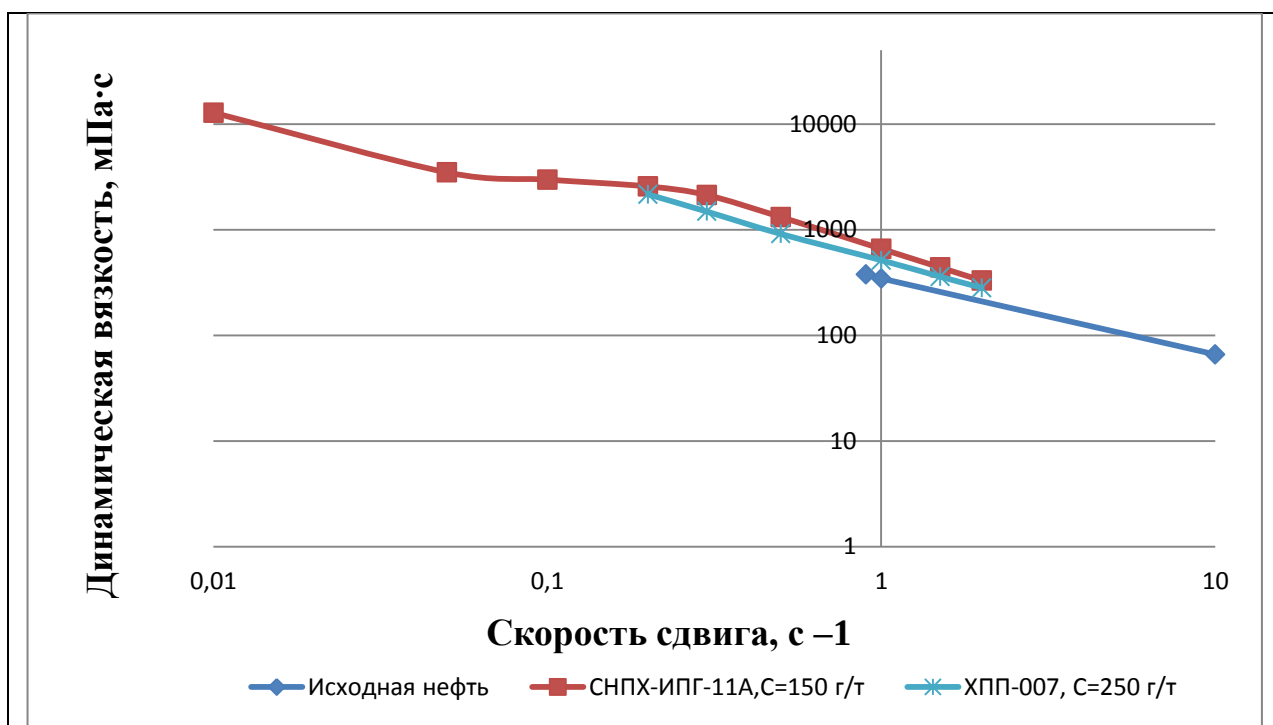


Рисунок 23. Кривые вязкости исходной нефти и с добавлением ингибиторов наименее подходящей дозировки при 15°С

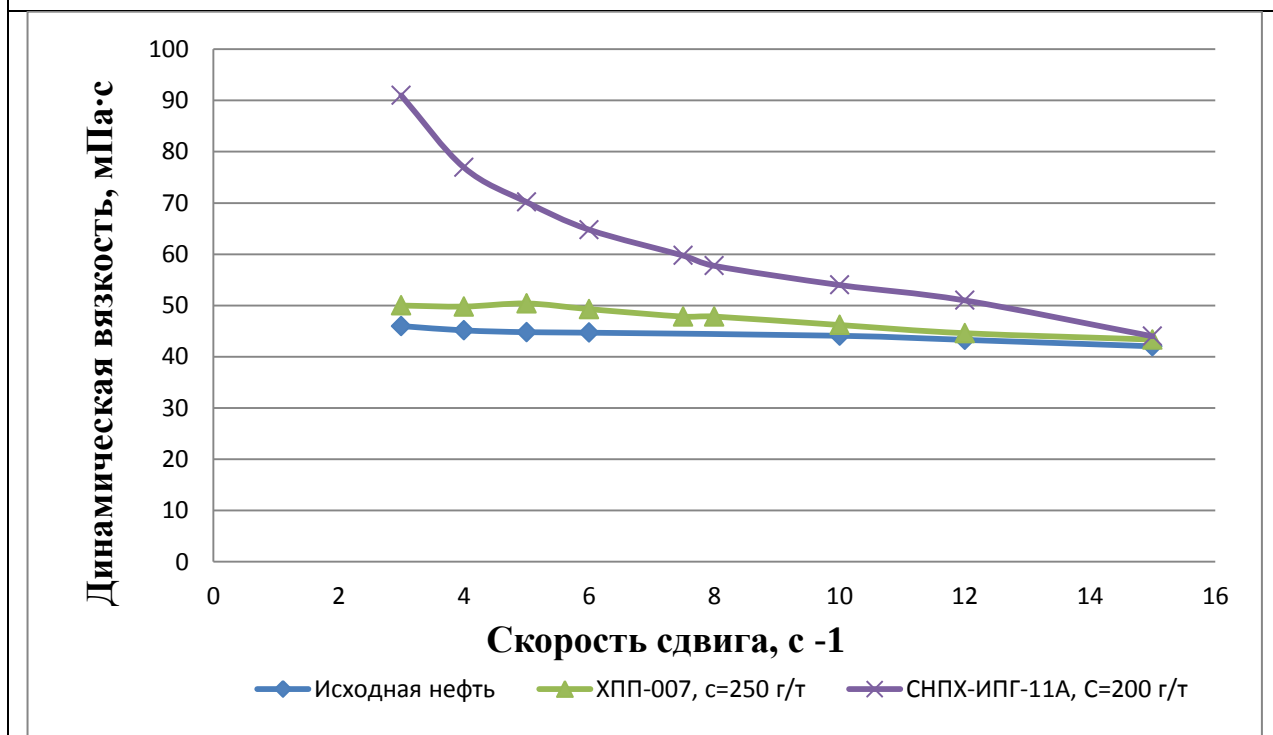


Рисунок 24. Кривые вязкости исходной нефти и с добавлением ингибиторов наименее подходящей дозировки при 20°С

2.6 Выводы по исследованию

1. Был проведен эксперимент по измерению вязкости нефти А... нефтегазоконденсатного месторождения Томской области и исследованию влияния ингибиторов парафинообразования на реологические свойства данной нефти.

2. Получены кривые вязкости для исходной и с добавлением ингибиторов нефти при температурах от плюс 15 до плюс 50°C. Установлено, что ингибитор ХПП–007 дозировкой 200 г/т лучше всего снижает вязкость данной нефти, при этом вязкость обработанной нефти оказалась в 6–9 раз меньше вязкости исходной нефти.

МЕНЕДЖМЕНТ.

проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Анализ конкурентных технических решений

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

В данной карте рассмотрены конкурентноспособности научных
оток теплового метода, химического и физического (табл. 1).

Таблица 4 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентно-способность		
		Б _т	Б _х	Б _ф	К _т	К _х	К _ф
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,07	3	4	2	0,21	0,28	0,14
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,06	4	4	2	0,24	0,3	0,12
3. Помехоустойчивость	0,01	1	1	1	0,01	0,01	0,01
4. Энергоэкономичность	0,08	2	4	2	0,16	0,4	0,16
5. Надежность	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,2
6. Уровень шума	0,01	4	5	1	0,04	0,05	0,01
7. Безопасность	0,08	4	2	3	0,32	0,16	0,24
8. Потребность в ресурсах памяти	0,01	5	4	4	0,05	0,04	0,04
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
10. Простота эксплуатации	0,09	4	5	2	0,36	0,45	0,18
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,03	4	4	4	0,12	0,12	0,12

Продолжение таблицы 4

12. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,07	4	5	2	0,28	0,35	0,14
2. Уровень проникновения на рынок	0,01	3	5	3	0,03	0,05	0,03
3. Цена	0,1	4	2	2	0,4	0,4	0,2
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
5. Послепродажное обслуживание	0,02	5	1	2	0,1	0,02	0,04
6. Финансирование научной разработки	0,03	4	3	3	0,12	0,09	0,09

Анализируя конкурентоспособность трёх методов отметим, что химическая обработка лидирует, по сравнению с тепловым и физическим методами.

Главными преимуществами химического метода являются энергоэкономичность, низкий уровень шума, возможность подключения в сеть ЭВМ, а также уровень проникновения на рынок.

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 и заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты SWOT-анализа представлены в табличной форме (табл. 2)

Таблица 5 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Энергоэкономичность С2. Низкий уровень шума С3. Простота эксплуатации С4. Возможность подключения в сеть ЭВМ	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Вред для экологии Сл2. Большой диапазон значений дозировки реагентов в зависимости от свойств нефти Сл3. Дороговизна относительно других методов борьбы с АСПО.
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры нефтяных компаний		
Угрозы: У1. Развитая конкуренция технологий производства У2. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции		

3.2. Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

В данном разделе представлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Руководитель, исследователь
	3	Выбор направления исследований	Руководитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Разработка методики проведения эксперимент	Руководитель, исследователь
	6	Проведение теоретических расчетов	Исследователь
	7	Проведение эксперимента	Лаборант, исследователь
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка полученных результатов	Руководитель, исследователь

Временные показатели проведения научно-технических работ

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

Таблица 7 – Линейный календарный график проведения исследования

Наименование операции	Сентябрь			Октябрь			Ноябрь		
	Дни			Дни			Дни		
	10	10	10	10	10	11	10	10	10
1. Подготовительные									
2. Проведение эксперимента									
3. Обработка результатов									

3.3 Бюджет научно технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);

Расчет материальных затрат НТИ

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 8.

Таблица 8 – Материальные затраты

Наименование		Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Лабораторные образцы нефти		мл	150	2000	2000
Лабораторная посуда		шт.	3	1500	4500
Образцы реагентов	СНПХ-ИПГ-11А	мл	100	450	450
	ХПП-007	мл	100	500	500
Итого:					7450

Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования, необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Расчет затрат по данной статье заносится в таблицу 4.

Таблица 9 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования с НДС, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования с НДС, тыс. руб.
1.	Измерительный комплекс (Вискозиметр Brookfield LVDV-II-PRO, криостат Brookfield)	1	546,268	546,268
2.	Перемешивающее устройство ПЭ-6300 М	1	36,270	36,270
Итого:				582,538

Так как оборудование уже имелось в лаборатории, то рассчитаем амортизационные отчисления.

Таблиц 10 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование оборудования	Цена единицы оборудования с НДС, тыс. руб.	Время эксплуатации на данный момент, год	Амортизационные отчисления, тыс. руб.
Измерительный комплекс (Вискозиметр Brookfield LVDV-II+PRO, криостат Brookfield)	546,268	5	18,209

Продолжение таблицы 10

Перемешивающее устройство ПЭ-6300 М	36,270	9	0,670
Итого:			18,880

Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата работников. Расчет основной заработной платы сводится в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.16	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	2	0,780	1,56
2	Подбор и изучение материалов по теме	Руководитель, исследователь	5	0,780	3,9
3	Выбор направления исследований	Руководитель	2	0,780	1,56
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	2	0,780	1,56
5	Разработка методики проведения эксперимента	Руководитель, исследователь	2	0,780	1,56
6	Проведение теоретических расчетов	Исследователь	2	0	0
7	Проведение экспериментов	Лаборант, исследователь	20	0,3	6
8	Оценка полученных результатов	Руководитель, исследователь	2	0,780	1,56
Итого:					17,7

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{\text{зп}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}, \quad (16)$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

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

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (17)$$

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

$$З_{\text{доп}} = 0,14 \cdot 17,7 = 2,478 \text{ тыс. руб}$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (18)$$

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

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212 – ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1% .

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб.	Дополнительная заработная плата, тыс. руб.
Руководитель проекта, Инженер	17,7	2,478
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды, %	30	
Итого	6,053	

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НТИ	7450
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ (Амортизационные отчисления)	18880
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	17700
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	2478
5. Отчисления во внебюджетные фонды	6053
6. Бюджет затрат НТИ	52561

Бюджет научно – технического исследования с учетом всех затрат составил 52561 руб.

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ ПО ПОДАЧЕ ИНГИБИТОРА В НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров [8].

Объектом исследования данной работы является непосредственно нефть и ее реологические свойства, химические вещества–ингибиторы комплексного действия, а также их влияние на реологические свойства данной нефти.

Все опасные и вредные производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003–2015 по природе их воздействия подразделяются на физические, химические, биологические и психофизиологические [9].

4.1. Производственная безопасность

При выполнении работ по подаче ингибитора в скважину возникают вредные и опасные факторы, представленные в таблице 14.

Таблица 14 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы, при выполнении работ по подаче ингибитора в скважины [10].

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003–2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) Эксплуатация и обслуживание скважин; 2) Закачка химических реагентов.	1) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2) Недостаточная освещенность; 3) Воздействие шума;	1) Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2) Электрический ток; 3) Работы с оборудованием, работающим под высоким давлением.	1) СП 4156–86; [11] 2) СН 2.2.4/2.1.8.562–96; [12] 3) СанПиН 3.2.3215–14; [13]

Продолжение таблицы 14

	4) Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм; 5) Повреждения в результате контакта с насекомыми.		
--	--	--	--

4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

К вредным производственным факторам при проведении работ по подаче ингибитора в скважину относятся:

– Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны. В условиях континентального климата, типичного для таежной зоны Западной Сибири зимний период отличается большой продолжительностью и низкими температурами. Охлаждающее воздействие метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже минус 45°С даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [14]. Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ. Нормирование параметров на открытых

площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухонепроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;

Коллективная защита на нефтепромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;
- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;
- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения [14].

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений [14].

В теплое время года работник может подвергаться солнечному удару, который может произойти вследствие перегрева организма человека. Перегрев зачастую зависит от атмосферной температуры и скорости ветра. При температуре воздуха выше 30°C все работы прекращаются. При скорости ветра более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются, в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей. На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (солнцезащитные очки, каска)

Коллективная защита на нефтепромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;
- доставка к месту работы и с работы;
- для периодического отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения [14].

– Недостаточная освещенность рабочей зоны

Рациональное освещение помещений и рабочих мест один из важнейших элементов благоприятных условий труда, так же улучшаются условия безопасности труда, снижается утомляемость. На месторождении освещение обеспечивает взрыво– и пожаробезопасность при освещении как помещений, так и наружных установок, где возможно образование взрыво– и пожароопасных смесей.

В производственной обстановке используются в основном естественное освещение в условиях открытого пространства (на скважинах), смешанное на производственных объектах (ДНС, КНС, цеха, АГЗУ и т.д.).

Количество естественного света зависит от погодных условий, времени года и суток. На территории кустов скважин искусственное освещение не установлено, что создает трудности в темное время суток [15]. Поэтому все работы по подаче ингибитора в скважину планируется проводить в светлое время суток.

– Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум исследуется при наличии на рабочем месте источников шума, создаваемыми следующими объектами: установка подготовки нефти (УПН), дожимные насосные станции (ДНС), центральные насосные станции (ЦНС), буровые установки, специальные машины (передвижная паровая установка) . Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и

напряженности для производственных объектов приведены в таблице. Затем оценивается превышение норм уровней звука, например, при работе ЦНС, установки статического и динамического зондирования, насосов при откачке воды и закачке рабочего агента в пласт и т.д. При необходимости разрабатываются коллективные или индивидуальные меры по их снижению (табл. 15.).

Таблица 15 – Предельно допустимые уровни звукового давления [12].

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

– Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека

В процессе проведения работ по подаче ингибитора в скважины через установку дозирования реагента (УДР), возможно поступление токсичных веществ (ингибитора ХПП–007, представленного раствором специализированной активной основой в растворителей (обычно метанола и ароматического растворителя)) в организм человека не только при вдыхании паров, в случае стравливания, но и при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз, в случае перелива емкости для реагента при его закачке [16].

Наблюдаемые симптомы при этом:

При попадании на кожу и в глаза и дыхательные пути оказывает общетоксичное действие, вызывает острые и хронические отравления, обладает раздражающим действием на слизистые оболочки глаз и дыхательных путей. Метанол, входящий в состав ХПП–007, является ядовитым веществом, которое при попадании внутрь в количестве более 30 г

может вызвать тяжелое отравление и смерть. Отравления метанолом при дозах 5–10 г и выше, как правило, сопровождаются поражением зрения и стойкой слепотой. Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе рабочей зоны 15/5 мг/м³ [5].

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ) [5]:

- спецодежда: костюм из х/б ткани или халаты;
- очки защитные;
- резиновые перчатки;
- обувь кожаная;
- фильтрующий противогаз марки БКФ.

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. К работе с ХПП–007 допускаются лица, прошедшие специальный инструктаж о мерах безопасности при работе с легковоспламеняющимися и ядовитыми веществами [5].

– Повреждения, наносимые насекомыми

Из-за работ проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми [13]. Наибольшую опасность представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты [13].

4.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

К опасным производственным факторам при подаче ингибиторов в скважины и оборудование относятся:

– Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

При проведении работ используется автомобильный транспорт – автоцистерна вакуумная, насос (АКН), в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов. Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062 – 81 [17] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением. В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку 54 пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003 – 91 [18].

– Электрический ток

На месторождениях используется осветительная и силовая сеть с напряжением 220 В, которая является источником освещения бытовых, складских, конторских и промысловых объектов разработки и эксплуатации скважин. Силовая сеть ~380 В – используется для привода электродвигателей во вспомогательных цехах (мастерских, растворных узлах и т. д.), а также на объектах нефтедобычи (кустах) для приводов УЭЦН и бригадного хозяйства

по ремонту скважин. Токопроводящими проводниками для осветительной сети являются токоизолирующие проводники типа полихлорвиниловой изоляции необходимого сечения – $4 \times 1,5$.

На месторождении используются следующие средства защиты людей:

- обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи, камеры);
- индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики);
- заземление.

Методы защиты от статического электричества следующие:

- замена горючих средств менее горючими;
- изменение способности горючих веществ к электризации (антистатические присадки);
- вынос объектов, опасных по генерированию статического электричества, за пределы производственных помещений, в которых могут образоваться пожаро- и взрывоопасные смеси паров и газов [19].

Электротравмы возникают при контакте с токоведущими частями (случайное прикосновение к одной или двум фазам), при пробое электроизоляции и появлении напряжения на нетоковедущих металлоконструкциях, при попадании в поле растекания тока в земле около упавших проводов или около заземлителей (поражение шаговым напряжением). Для защиты от опасности поражения электрическим током при переходе напряжения на нетоковедущие металлоконструкции применяются заземлители, последние забиваются в грунт вертикально через 3 м. друг от друга и обычно имеют длину 3 м. и диаметр 5 см.

– Работы с оборудованием под высоким давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выход из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Для предотвращения возникновения

инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением. [20]

4.2 Экологическая безопасность

При проведении работ по приему и подаче ингибитора мы можем наблюдать вредное воздействие на литосферу, гидросферу и атмосферу. Чтобы максимально минимизировать отрицательное воздействие, необходимо соблюдать все установленные правила для такого рода работ.

4.2.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха

Источниками возможного выделения в атмосферу загрязняющих веществ (ЗВ) при добыче, сборе и внутрипромысловом транспорте нефти, газа и конденсата являются, приеме и подаче реагентов: установок дозирования реагента (УДР), устьевая противовыбросовая арматура скважин, свечи, нефтегазосборные сети; при подготовке газа – технологическое оборудование, факелы, котельные, трубопроводы.

Как показывает опыт эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений, основными источниками загрязнения атмосферы является оборудование основного технологического процесса. На месторождениях с сопоставимыми запасами выбросы вредных веществ от объектов промысла создают повышенные концентрации загрязняющих веществ на площадке промысла и в непосредственной близости от нее.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух достигается:

- полной герметизацией всего технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;

- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сбросом газа с предохранительных и дыхательных клапанов на факел или на свечу рассеивания;
- откачкой нефти и продуктов переработки при аварийной ситуации в дренажные емкости;
- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;

На случай опасного превышения давления в технологических аппаратах и трубопроводах они оснащаются автоматическими системами управления клапанами и задвижками, которые обеспечивают отключение отдельных установок и участков трубопроводов в предаварийных ситуациях.

4.2.2. Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения

При освоении месторождения негативное воздействие на водные объекты возможно при строительстве автодорог, устройстве подводных переходов, строительстве и эксплуатации площадных объектов и скважин.

Существенным фактором воздействия на водоемы может стать загрязнение вод чужеродными веществами, используемыми на технологических объектах. Наиболее вероятными загрязнителями при освоении месторождения являются взвешенные вещества, компоненты буровых растворов, хлорид-ион, нефтепродукты, метанол.

При обустройстве и эксплуатации месторождения будут образовываться стоки:

- жидкие отходы бурения;

- производственно–дождевые;
- хозяйственно–бытовые.

В целях обеспечения экологической безопасности и предотвращения загрязнения охраны окружающей среды стоки будут очищаться на специально построенных канализационных очистных сооружениях до установленных нормативов, и закачиваться в поглощающие скважины. В качестве поглощающих будут использоваться специально построенные для закачки стоков скважины.

Мероприятия по рациональному использованию и охране природных вод включают:

- размещение объектов с учетом водоохраных зон;
- полную герметизацию оборудования и трубопроводов;
- создание гидроизоляционного слоя и обваловывающей дамбы по периметру кустовых площадок эксплуатационных скважин;
- сбор и отвод поверхностных и грунтовых вод, исключаящие их сток по траншеям трубопроводов;
- устройство водопропускных сооружений;
- повышенный запас прочности трубопроводов в местах пересечения ими водотоков;
- отвод воды, используемой для очистки и испытания трубопроводов, в специально подготовленные водоемы, не связанные с системой местных водотоков.

4.2.3 Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения

Негативное воздействие на земли при разработке месторождения оказывается при изъятии земель под объекты промысла, механическим нарушением почв, при строительстве объектов и химическим загрязнением земель при авариях.

На землях краткосрочного пользования происходит сведение древесных насаждений (трансформация растительных сообществ), нарушение почвенного покрова.

На землях долгосрочного пользования происходит уничтожение растительных сообществ и почвенного покрова. Восстановление их возможно только после ликвидации объектов.

При освоении нефтегазоконденсатных месторождений воздействие на земли происходит в результате:

- изъятия земель из существующей структуры землепользования при размещении объектов обустройства;
- подтоплении земель в результате нарушения режима поверхностного стока;
- загрязнении почв технологическими жидкостями и отходами производства и потребления. В целях охраны и рационального использования земель при освоении Казанского месторождения предусматривается:
- строительство скважин группами («кустами») на общих технологических площадках и прокладка трубопроводов, ЛЭП и автодорог в едином коридоре коммуникаций;
- использование в технологическом процессе объектов, расположенных за пределами лицензионного участка и обслуживающих одновременно два и более промысла (установки подготовки нефти и газа, вертолетные площадки, вахтовые поселки и т.д.);

- снятие плодородного слоя почв перед строительством объектов на отводимых участках и использование его для рекультивации земель по окончании строительства;
- строительство водопропускных сооружений;
- создание обваловки вокруг технологических площадок, представляющих особую опасность для окружающей среды (кустовые площадки, шламовые амбары, склады ГСМ).

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

- а) Природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, метели и снежные заносы.
- б) Техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии, пожар на объекте, нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины, из-за нарушения герметичности.

Возможные причины аварии:

- Механические повреждения;
- Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;
- Некачественные сварные соединения;
- Заводские дефекты;
- Возникновение в конструкции оборудования,

трубопроводов, арматуры напряжений и давлений превышающих расчетные;

– Износ и не герметичность уплотнительных соединений;

– Нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

Одной из особенностей пожара на промысле, является горение паровоздушных смесей углеводородов и легковоспламеняющихся веществ, и как следствие образование огневого шара, время которого колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневого шара является тепловой импульс.

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: осколки, движущиеся части разрушившихся аппаратов, электрический ток, взрыв.

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

Пожарный инвентарь:

- 1) монопомпы;
- 2) огнетушители;
- 3) пеногенератор (ГПС – 200, ГПС – 600);
- 4) рукава с гайками и без гаек;
- 5) запас воды;
- 6) пожарные щиты;
- 7) ящики с песком;
- 8) кошма, вёдра, лопаты.

Также следует соблюдать правила хранения взрывоопасных веществ.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

– Сообщить об аварии непосредственному руководителю;

- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
- Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- Приступить к ремонтно–восстановительным работам;
- При возникновении отрытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно–технических работников.

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

А... месторождение расположено в Парабельском районе Томской области. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками ООО «Газпромнефть–Восток» осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302) [21], лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии. Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы. Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы у работодателей устанавливаются коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором. Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
- в районах Крайнего Севера, – 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней.
- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.
- обеспечение СИЗ.
- выплаты в результате производственных травм и проф. заболеваний.

В стаж работы, дающий право работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте.

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) [21].

4.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место является первичным звеном производственно–технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От того, как организованы

рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия. Рабочее место состоит из следующих элементов:

- кустовые площадки, установки УПН;
- основного оборудования;
- приспособлений для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с особенностями организации производственного процесса. Процессу труда работника, независимого от того, какие функции он выполняет, свойственны присущие ему закономерности, определяющие:

- размещение работника в рабочей зоне;
- положение рабочей зоны;
- последовательность вхождения человека в работу;
- появление, наращивание и снижение утомляемости.

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д.

Таким образом, задачей организации труда в области организации рабочих мест направлены на достижение рационального сочетания, обеспечивающей высокую производительность и благоприятные условия труда.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе были рассмотрены общие сведения об асфальтосмолопарафиновых отложениях, условия и механизм их образования, методы борьбы с этими отложениями. Особое внимание было уделено химическому методу борьбы с АСПО. А... нефть по плотности является средней ($872,6 \text{ кг/м}^3$), по содержанию парафинов – парафинистая (6,48 % масс.), по содержанию смол – малосмолистая (4,93 % масс.), по содержанию асфальтенов – малоасфальтеновая (1,64 % масс.). Особое внимание было уделено химическому методу борьбы с АСПО. Выпадение парафинов, смол и асфальтенов в твердую фазу влечет за собой увеличение вязкости нефти, изменению ее коллоидной структуры и реологических характеристик. В результате нефть становится труднее извлекать, поэтому изучение реологических свойств и методов влияния на эти свойства, позволяет оптимизировать условия добычи, а также разрабатывать новые способы воздействия на реологические свойства нефти.

Было проведено исследование влияния ингибиторов парафинообразования СНПХ–ИПГ–11А и ХПП–007 на реологические свойства нефти А... месторождения. В результате было установлено, что положительное влияние на реологические свойства данной нефти оказывает ингибитор асфальтеновых и парафиновых отложений ХПП–007 дозировкой 200 г/т, при этом снижая вязкость исследуемой нефти в 6–9 раз.

Был рассчитан бюджет научно–технического исследования и рассмотрена социальная ответственность при выполнении работ по приему и подаче ингибитора непосредственно на месторождении.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Марьин В.И., Акчурин В.А., Демахин А.Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. –156 с
2. А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховеров. Нефтепромысловая химия. Практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288с.
3. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина г. Москва
4. Ингибитор парафиногидратоотложений СНПХ–ИПГ–11 по ТУ 2458-179-057670-2009.
5. Ингибитор асфальтеновых и парафиновых отложений ХПП–007 по ТУ 2458–012–69415476–2013 – Производство ООО «Когалымский завод химреагентов».
6. Расчет индекса текучести и энергии активации вязкого течения аномальной нефти [Электронный ресурс] // [Персональная страница Л.В. Чеканцевой] / НИ ТПУ. [Томск, 2018]. URL: <http://portal.tpu.ru:7777/SHARED/c/CHLB/UchWork/Tab5/Calculation%20of%20the%20index%20of%20purity%20and%20energy%20of%20activa.docx> (дата обращения 15.05.2018)
7. Отчет о научно-исследовательской работе по теме: Выявление универсальных молекулярных механизмов изменения эксплуатационных свойств нефтяных систем (заключительный) / Сост. И.Н. Евдокимов, Н.Ю. Елисеев, Д.Т. Аллахвердиева, Москва 2002, – 79с.
8. Безопасность жизнедеятельности: методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов / Сост. Н.В.

- Крепша. – Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 56 с.
9. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
10. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 21 с.
11. СП 4156–86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности»;
12. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 31 октября 1996 г. N 36)
13. СанПиН 3.2.3215 – 14 «Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации»
14. МР 2.2.7.2129 – 06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
15. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение»
16. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
17. ГОСТ 12.2.062–81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.
18. ГОСТ 12.2.003–91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
19. ГОСТ 12.4.124–83–ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
20. ГОСТ Р 52630–2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия

21. Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001г. № 197–ФЗ, по состоянию на 01.03.2006г