

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 реологических свойств нефти Ю нефтяного месторождения (Томская область)

УДК 665.7.035.6.622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Сидоренко Андрей Владимирович		

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			

Томск – 2018 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
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-4.2а) (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), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
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)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
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)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
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)
<i>в области проектной деятельности</i>		
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-3c), (ЕАС-4.2-e)

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки Нефтегазовое дело
Отделение 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	Сидоренко Андрей Владимирович

Тема работы:

Исследование реологических свойств нефти Ю нефтяного месторождения (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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 Ю нефтяного 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:

Асфальтосмолопарафиновых отложениях и их образовании. Методы борьбы с парафиноотложениями

Влияние ингибиторов парафиноотложений на реологические свойства нефти Ю 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	Сидоренко Андрей Владимирович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Сидоренко Андрей Владимирович

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

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<ul style="list-style-type: none"> •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);
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<p>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;</p> <p>2.НК РФ 117 Ф3 ст. 261 «Расходы на освоение природных ресурсов»</p> <p>3.Амортизационные отчисления, учитывающие отраслевую и региональную специфику</p>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	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:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<p>1. Анализ конкурентных технических решений;</p> <p>2. SWOT – анализ.</p>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<ul style="list-style-type: none"> •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).
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	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	Сидоренко Андрей Владимирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Сидоренко Андрей Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение школ(НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объектом исследования данной работы является нефтепродукт и его реологические свойства. Применение данного метода возможно непосредственно на нефтедобывающем производстве</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность	1.1 Анализ выявленных вредных факторов при проведении подачи ингибитора и его влияния на реологические свойства нефти; 1.2 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению
2. Экологическая безопасность:	2.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); 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 сред
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	3.1 Перечень возможных ЧС при проведении работ по подаче ингибитора в нефтепромысловое оборудование 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	Сидоренко Андрей Владимирович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит страниц 79, таблиц 19, рисунков 20, источников 28.

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

Объектом исследования являются реологические свойства нефти Ю нефтяного месторождения Томской области.

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

В процессе исследования изучалось влияние ингибиторов парафинообразования на реологические свойства нефти Ю нефтяного 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 СНПХ-ИПГ-11А дозировкой 50 г/т, построенные кривые вязкости подтверждают этот факт.

Область применения: Ю нефтяное месторождение Томской области.

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими определениями:

АСПО – сфальтосмолопарафиновые отложения;

ТНКП – температура начала кристаллизации парафина;

ИПО – ингибитор парафинообразования;

ДНС – дожимная насосная станция;

КНС – компрессорная насосная станция;

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;

УДР – установка дозирования реагента;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматизация.

Содержание:

ВВЕДЕНИЕ	12
1 АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ И ИХ ОБРАЗОВАНИИ. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯМИ	14
1.1 Состав и свойства нефтяных систем	14
1.1.1 Гетероорганические соединения нефти	17
1.2 Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений	19
1.3 Факторы, влияющие на образование асфальтосмолопарафиновых отложений	21
1.4 Влияние химического состава нефти на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений	22
1.5 Распределение парафиновых отложений в НКТ и оборудовании	24
1.6 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.....	27
1.6.1 Химические методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	28
2 ВЛИЯНИЕ ИНГИБИТОРОВ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ Ю МЕСТОРОЖДЕНИЯ	31
2.1 Объект и методика исследования.....	31
2.2 Ингибиторы, использованные в исследовании.....	32
2.2.1 Ингибитор СНПХ-ИПГ-11	32
2.2.2 Ингибитор ХПП-007	33
2.3 Вискозиметрия	34
2.3.1 Ротационный вискозиметр Brookfield DV-II+PRO	35
2.4 Реология.....	39
2.5 Результаты измерений вязкости	41
2.6 Выводы по исследованию.....	48
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	49
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	49
3.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	51
3.3 Бюджет научно технического исследования (НТИ)	52
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	58
4.1 Производственная безопасность	58
4.2 Анализ выявленных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	58

4.3 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	63
4.4 Экологическая безопасность.....	66
4.4.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха	66
4.4.2 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения	67
4.4.3 Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения ..	68
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	70
4. 6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	73
4.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	76
Список используемых источников	77

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день, в связи с неуклонным истощением запасов легких, маловязкой нефти, все большее значение приобретает необходимость введения в разработку месторождений трудноизвлекаемых запасов, таких как высоковязкие нефти и природные битумы. В Российской Федерации более 70% высоковязкой нефти.

Месторождения нефти такого типа, как правило, характеризуются небольшими глубинами залегания нефтеносных пластов и, зачастую, низкой пластовой температурой, в то время как залегающие в них нефти или битумы обладают неньютоновскими свойствами, обусловленными большим содержанием парафинов асфальтенов и смол. При высоком содержании тяжелых компонентов в составе нефти проявляются вязкоупругие свойства.

Добыча и транспортировка подобной нефти осложнены из-за высокой вязкости и температуры застывания. Особенность реологических свойств такой нефти проявляется в переменности их динамической вязкости, зависящей от напряжения сдвига и скорости передвижения жидкости. При транспорте высокопарафинистой нефти происходит интенсивная парафинизация трубопроводов, снижение их пропускной способности, что значительно усложняет эксплуатацию и ведет к росту трудовых и материальных затрат. Высокопарафинистые нефти при низких температурах проявляют резко выраженные неньютоновские (вязкопластичные, вязкоупругие, тиксотропные) свойства, без учета которых невозможно организовать рациональную эксплуатацию скважин, сбор, подготовку и транспорт нефти. При остановке процесса перекачки в нефти образуются парафиновые структуры, прочность которых зависит от содержания парафиновых фракций, времени покоя нефти, условий образования парафиновых структур и других факторов. Возобновление процесса перекачки требует иногда создания таких пусковых давлений, которые по величине значительно превышают рабочие давления трубопроводов, арматуры и оборудования.

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

1 АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ И ИХ ОБРАЗОВАНИИ. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯМИ

1.1 Состав и свойства нефтяных систем

Углеводороды – наиболее простые по составу органические соединения [1]. Их молекулы построены из атомов только двух элементов – углерода и водорода. Общая формула C_nH_m . Они различаются по строению углеродного скелета и характеру связей между атомами углерода (рис. 1).



Рис. 1. Классификация углеводородов

Алканы. Алканы составляют основную часть компонентного состава нефти. Обычно содержание алканов в нефти колеблется от 20 до 50 % мас.. Некоторые нефти, так называемые малопарафинистые, содержат не более 1—2 % мас. алканов, другие могут содержать их до 80 % мас., и они носят название парафинистых нефти.

При изучении реологии нефти особенно важны твердые алканы. Твердые алканы присутствуют во всей нефти. Для всех твердых алканов укрепилось техническое название — *парафины*. Парафинов в нефти содержится мало (0,1-5 % мас.). Однако встречаются высокопарафинистые нефти с содержанием 7-27 % мас. твёрдых парафинов [2].

Основная их масса содержится в мазуте, при перегонке которого углеводороды с числом углеродных атомов от 17 до 35 попадают в масляные дистилляты, а C36-C55 остаются в гудроне. По химическому составу углеводороды, выделенные из масляных фракций, состоят на более чем 75% мас. из n-алканов и небольшого количества циклоалканов и разветвлённых углеводородов (рис. 1). Они имеют температуру плавления 45-54°C, температуру кипения до 550°C, плотность 0,860-0,940 и молекулярную массу 300-500 а.е.м.. Твердые углеводороды с числом углеродных атомов от 36 до 55 носят название церезины. В состав церезинов входят алканы нормального и изостроения, которые могут содержать в молекуле циклоалкановые и ароматические структуры. Церезины имеют температуру плавления 65-88°C, температуру кипения выше 600°C, молекулярную массу 500-750 а.е.м. По внешнему виду они похожи на воск [2].

Парафины легко кристаллизуются в виде пластинок и пластинчатых лент. Церезины же кристаллизуются в виде мелких игл, поэтому они не образуют прочных застывающих систем, как парафины.

В нефти парафины находятся в растворенном и взвешенном состоянии. При низких температурах растворимость их в нефти и нефтяных фракциях невелика, но при нагревании до 40°C парафины неограниченно растворяются в них. Так как в недрах Земли высокая температура, то в нефти парафины находятся в растворенном состоянии, выделяясь из них в виде твёрдой фазы при подъёме нефти на поверхность. Поэтому при содержании их в нефти в пределах 1,5-2 % мас. парафины отлагаются в скважинах и промысловых нефтесборных трубопроводах, затрудняя эксплуатацию скважин и транспорт нефти [3].

Парафины и церезины имеют разнообразное применение в химической промышленности, в производстве вазелина, в пропитке древесины, аппретировании тканей, в качестве изолирующего материала в электро- и радиотехнике.

Парафины применяют в качестве загустителя в производстве пластических смазок. Особенно большое значение они имеют, также, как и жидкие алканы, для производства синтетических жирных кислот и спиртов [1].

Нафтеновые углеводороды имеют кольцевую структуру молекулы и длинную боковую цепь. Кольцо составлено из атомов углерода, все свободные валентности которых замещены атомами водорода. Структурные формулы нормальных парафинов, изопарафинов и циклопарафинов приведены на рисунке 2.

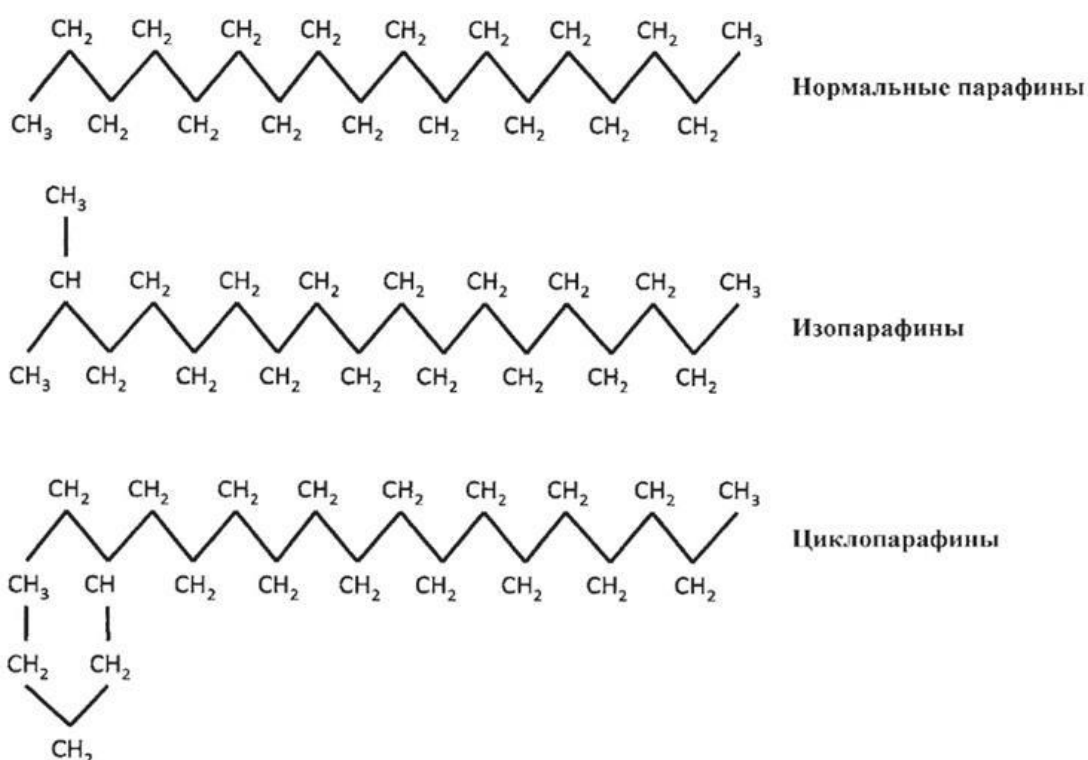


Рис. 2. Структурные формулы парафинов

Циклоалканы. Моноциклические нафтены представлены в нефти в основном производными циклопентана и циклогексана. Циклоалканы с количеством атомов углерода от 3 до 4 в нефти не найдены; в небольших количествах в некоторых нефти найдены производные циклоалканов с содержанием атомов углерода, превышающем 6. Кроме моноциклических нафтен нефть содержат бициклические, трициклические и полициклические углеводороды. Обычно содержание нафтен в различных нефти составляет

30—50 % мас.. Однако в некоторых нефти (слабопарафинистых и беспарафинистых) может быть до 80 % мас. нафтенев.

Арены. Обычно нефти содержат 15—20 % мас. аренов. Иногда нефти их содержание может достигать 35 % мас.. Кроме ароматических углеводородов ряда бензола в нефти содержатся производные полициклических аренов. Отдельную группу составляют углеводороды смешанного строения. Молекулы таких углеводородов содержат ароматические и нафтеневые кольца и парафиновые цепи [4].

1.1.1 Гетероорганические соединения нефти

Гетероатомными называют соединения, в которых кроме атомов углерода содержатся гетероатомы (O, S, N). Во всей нефти присутствуют гетероатомные соединения: кислородные, сернистые, азотистые. В нефти содержатся гетероатомные соединения как циклического, так и в значительно меньшей степени ациклического характера, имеющие линейное строение. Содержание и соотношение их зависит от возраста и происхождения нефти [5].

Кислородные соединения. Эти соединения представлены в основном фенолами, жирными и нафтеневыми кислотами. Кислоты содержатся главным образом в средних нефтяных погонах в количестве 1—2 % мас..

Азотистые соединения. Эти вещества представлены в нефти в основном гетероциклическими соединениями, например производными пиррола, пиридина.

Сернистые соединения. В нефти содержатся меркаптаны, сульфиды, дисульфиды, гетероциклические сернистые соединения (производные тиофана, тиофена).

Смолисто-асфальтеновые компоненты (САК). Эти вещества по своей природе представляют собой много кольчатые соединения, содержащие нафтеневые, ароматические циклы и гетероциклы с атомами кислорода, азота и серы. Их содержание в нефти может изменяться от нескольких процентов до 10—40 % мас. (в случае смолистой нефти) [1].

Асфальтены. Асфальтены являются насыщенными и ненасыщенными полициклическими соединениями, содержащими в циклах кроме углерода и водорода также кислород, серу и азот (рис. 3) [5].

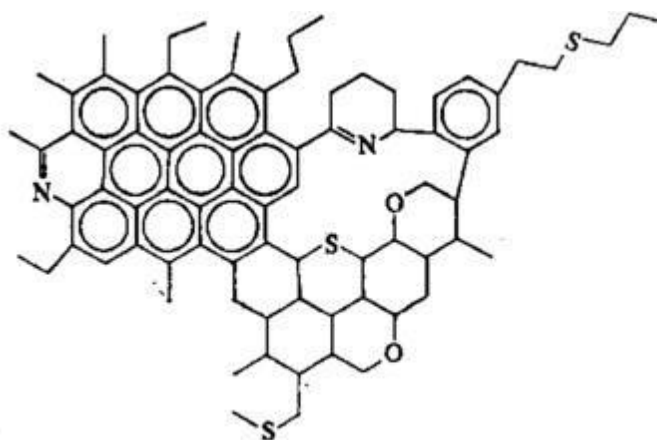


Рис. 3. Схематическое строение молекулы асфальтенов

Асфальтены — твердые высокоплавкие хрупкие вещества черного цвета, не растворимые в алканах, но растворимые в ароматических углеводородах и других растворителях. Асфальтены имеют молекулярную массу порядка 2000 – 3000 а.е.м., иногда выше – до 6000 а.е.м.. Если растворы асфальтенов нагревать или подвергать излучению, то они подвергаются конденсации и превращаются в карбены и карбоиды, нерастворимые продукты еще большей молекулярной массы. Молекулы асфальтенов можно рассматривать как продукты конденсации нескольких молекул нейтральных смол.

Смолы. Смолы представляют собой густые вязкие вещества бурого цвета. Их плотность $1,1 \text{ г/см}^3$ и молекулярная масса в пределах 600—700 а.е.м.. Основными структурными единицами смол являются конденсированные циклические системы, связанные между собой алифатическими цепочками и состоящие из ароматических (преимущественно) нафтеновых и гетероциклических колец с алкильными боковыми цепями [5].

Строение молекул смол можно представить модельными структурными формулами (Рис. 4).

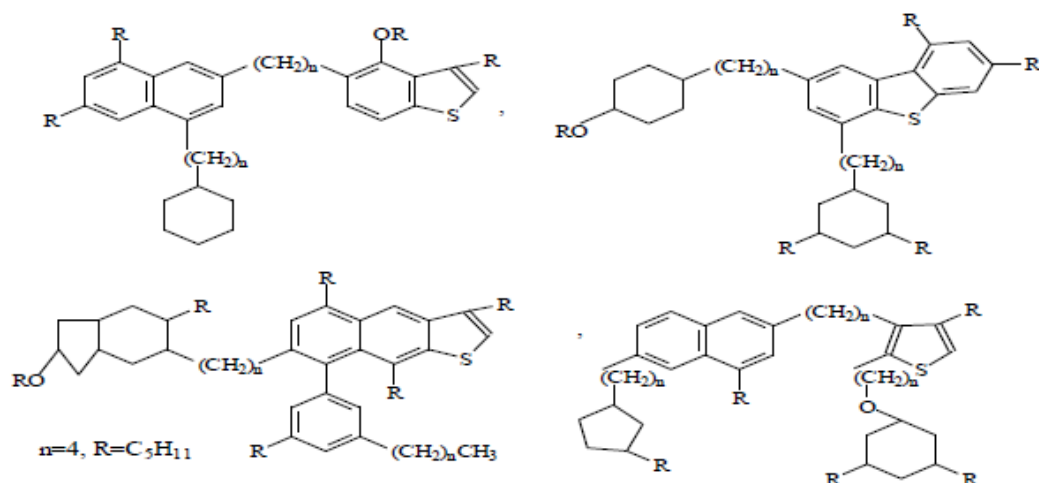


Рис. 4. Структура молекул смол.

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 – $P/(A+C) < 1$;

парафиновый – $P/(A+C) > 1$;

смешанный – $P/(A+C) \approx 1$.

1.2 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 [6].

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 [6].

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. 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 [6].

Исследованиями последних лет достоверно установлено, что прямой связи между содержанием парафина и интенсивностью его отложения нет. 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 n-алканов, создают серьезные осложнения, на ликвидацию которых затрачивается много средств и труда [6].

1.3 Факторы, влияющие на образование асфальтосмолопарафиновых отложений

На интенсивность образования АСПО влияет ряд факторов, основными из которых являются:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных её компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объёмов фаз (нефть-вода).

В призабойной зоне пласта (ПЗП) перечисленные факторы меняются непрерывно от периферии к центральной области в скважине, а в самой скважине – от забоя до устья, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными. Место выделения АСПО может находиться на различной глубине и зависит от режима работы скважины. Среди условий, способствующих образованию отложений, можно назвать снижение давления и температуры, а также разгазирование нефти. Известно, что растворяющая способность нефти по отношению к парафинам снижается с понижением температуры и дегазацией нефти. При этом преобладает температурный фактор. Интенсивность теплоотдачи зависит от разницы температур жидкости

и окружающих пород на определённой глубине, а также теплопроводности кольцевого пространства между подъёмными трубами и эксплуатационной колонной [6].

Практика добычи нефти на промыслах показывает, что основными участками накопления АСПО являются скважинные насосы, подъёмные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно АСПО откладываются на внутренней поверхности подъёмных труб скважин. В выкидных линиях их образование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока [6].

С ростом скорости движения нефти интенсивность отложений вначале возрастает, что объясняют увеличением турбулизации потока и, следовательно, увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности трубы, флотирующих взвешенные частицы парафина и асфальтосмолистых веществ. Кроме того, движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем и можно объяснить резкое снижение отложений в интервале 0-50 м от устья, а также, имея большие скорости течения, он оказывается более стойким к охлаждению, что тоже замедляет процесс образования АСПО [6].

Шероховатость стенок и наличие в системе твердых примесей способствуют также выделению из нефти парафина в твердую фазу.

Кроме указанных основных факторов на интенсивность парафинизации трубопроводов при транспортировании обводненной продукции скважин могут оказывать влияние обводненность продукции и величина рН пластовых вод. Причем влияние этих факторов неоднозначно и может быть различным для разных месторождений [6].

1.4 Влияние химического состава нефти на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений

АСПО, образовавшиеся в разных скважинах отличаются друг от друга по химическому составу в зависимости от группового углеводородного состава

нефти, добываемых на этих скважинах. Но при всём возможном разнообразии составов для всех отложений установлено, что содержание в них асфальтосмолистой и парафиновой компоненты будут обратными: чем больше в АСПО доля асфальтосмолистых веществ, тем меньше будет содержаться парафинов, что в свою очередь определится их соотношением в нефти. Такая особенность обуславливается характером взаимного влияния парафинов, смол и асфальтенов, находящихся в нефти до момента их выделения в отложения [5].

Как показали экспериментальные и практические исследования, прежде чем парафин выделяется на поверхности скважинного оборудования, его кристаллы производят преобразование своих структур так, что, соединяясь между собой, организуют сплошную решётку подобно широкой ленте. В такой форме адгезионные свойства парафина усиливаются во много раз, и его способность «прилипать» к твёрдым поверхностям значительно интенсифицируется.

Однако если нефть содержит достаточно большое количество асфальтенов (4-5 % и выше), сказывается их депрессорное действие. Асфальтены могут сами выступать зародышевыми центрами. Парафиновые молекулы участвуют в сокристаллизации с алкильными цепочками асфальтенов образуя точечную структуру. То есть образование сплошной решётки не происходит. В результате такого процесса парафин перераспределяется между множеством мелких центров и выделение парафинов на поверхности существенно ослабляется [6].

Смолы, в силу своего строения, напротив, способствуют созданию условий для формирования ленточных агрегатов парафиновых кристаллов и их прилипанию к поверхности и своим присутствием препятствуют воздействию асфальтенов на парафин, нейтрализуя их. Как и асфальтены, смолы влияют на величину температуры насыщения парафином нефти, однако характер этого влияния противоположный: с ростом их массового содержания в нефти температура насыщения возрастает (если, например, присутствие смол

увеличить с 12 до 32 %, то температура насыщения повысится от 22 °С до 43 °С) [7].

Температура насыщения нефти парафином находится в прямой зависимости от массовой концентрации смол и в обратной от концентрации асфальтенов. Следовательно, процесс парафинообразования зависит от соотношения асфальтовых (А) и смолистых (С) соединений в составе нефти. С увеличением параметра А/С температура насыщения будет снижаться – ассоциаты асфальтенов в нефти менее стабилизированы из-за недостатка стабилизирующих компонентов (смол), что и приводит к уменьшению температуры насыщения, процесс кристаллизации парафинов такой нефти подавляется ассоциатами, и отложение парафина не происходит; при небольших значениях А/С наоборот, температура насыщения возрастает – асфальтены не оказывают воздействия на парафинообразование, парафин свободно выделяется из нефти [7].

1.5 Распределение парафиновых отложений в НКТ и оборудовании

Практика добычи парафиновой нефти на промыслах показывает, что основными местами отложений парафина являются: скважинные насосы, подъёмные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб скважин. В выкидных линиях парафинообразование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока [7].

Многочисленные промысловые исследования показали, что характер распределения парафиновых отложений в подъёмных трубах (НКТ) различного диаметра примерно одинаков.

Толщина отложений постепенно увеличивается от места начала их образования на глубине 500–900 м и достигает максимальной толщины на глубине 50–200 м от устья скважины, затем уменьшается до 1–2 мм в области устья (рис. 5) [6].

Структурно-групповой состав и свойства слоёв АСПО, расположенных на различном расстоянии от поверхности труб, различны. Чем ближе АСПО к поверхности металла, тем больше в их составе карбенов, карбонидов, минеральных веществ [6].

Условия образования и состав отложений в НКТ на различных глубинах, выкидных линиях и резервуарах приведены в таблице 1.

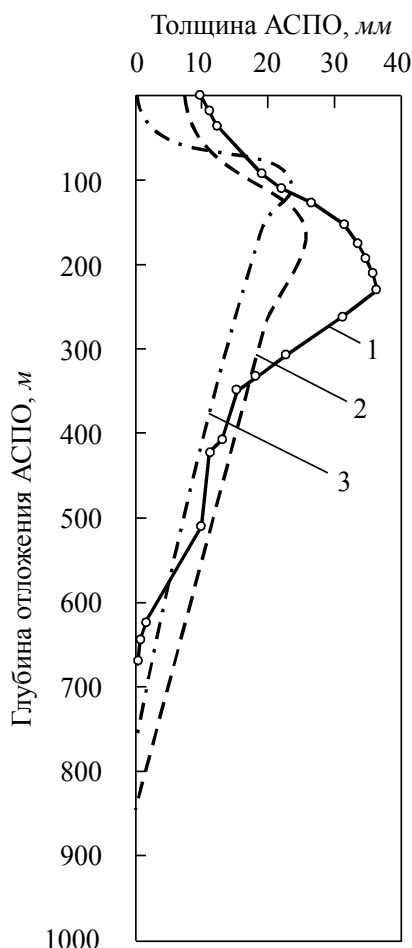


Рис. 5.

Установлено, что содержание парафина в массе отложений возрастает снизу-вверх, достигая максимума у устья скважины, температура плавления парафина уменьшается снизу-вверх, т.е. в нижней части подъёмника выпадают более тугоплавкие кристаллы; за период полного запарафинивания труб отложения составляют 0,5–1,0 масс. % добытой нефти.

В девонских фонтанных скважинах отложение твёрдого парафина происходит при давлении 3,5–4,0 МПа и температуре 20–24°C, а начало

интенсивного парафинообразования приурочено к области с давлением 2,5–2,6 МПа и температуре 17–18°С [6].

Условия образования АСПО на поверхности нефтепромыслового оборудования

Таблица 1

Условия образования АСПО	Подъёмные трубы диаметром, мм			Выкидные линии		Резервуары
				Расстояние от штуцера, м		
	62	73	89	1,5	4,0	
Термодинамические условия в подъёмных трубах при нормальной работе скважины на глубине начала отложения парафина давление, МПа температура, °С	3,6 20	4,4 24	3,8 24,5			
То же, на глубине отложения твёрдого парафина давление, МПа температура, °С	2,6 18	2,6 18	2,5 17			
Время полного запарафинивания, ч.	76	118,5	142			
Температура плавления парафина, °С, на глубине, м						
0	68	–	68	65	62,5	53,8
200	72	73	69			
400	75	74	74			
600	77	75	75			
Содержание парафина в АСПО масс.%, на глубинах, м						
0	58	–	61	43	39,4	30,4
200	43,6	43,6	48			
400	41,5	46	41			
600	34	–	34			
Содержание асфальтенов, масс.%	–	2,08	–	2,2	2,9	1,48
Содержание смол, масс.%	–	7,18	–	7,5	7,4	–
Плотность при 20°С, кг/м ³	–	917	–	–	–	930

В скважинах, эксплуатирующихся механизированным способом, интенсивность запарафинивания, как правило, меньше, чем в фонтанных. Уменьшение скорости этого процесса объясняется срывом отложений под действием работы насосов и трения штанг о внутренние стенки труб.

При осмотре извлечённых из скважин труб и штанг было установлено, что асфальтосмолопарафиновые вещества осаждаются в основном на стенках труб и, в меньшей мере, на штангах, где толщина отложений обычно не превышает 2-5 мм [7].

1.6 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по двум направлениям. Во-первых, по предупреждению (замедлению) образования отложений. К таким мероприятиям относятся: применение гладких (защитных) покрытий; химические методы (смачивающие, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы); физические методы (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электромагнитных полей). Второе направление – удаление АСПО. Это тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции); механические методы (скребки, скребки-центраторы); химические (растворители и удалители).

Как показывает практика, наиболее эффективным является предупреждение отложения смолопарафиновых веществ, так как при этом достигается наиболее устойчивая и безаварийная работа нефтепромыслового оборудования, снижаются затраты на добычу и перекачку нефти [7].

Существует несколько наиболее известных и активно применяемых в нефтедобывающей промышленности методов борьбы с АСПО, но многообразие условий разработки месторождений и различие характеристик добываемой продукции часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий.

1.6.1 Химические методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Одним из перспективных и выгодных способов борьбы с запарафиниванием скважин и трубопроводов является химический метод, так как он имеет высокую эффективность, технология проведения работ несложна, эффект действия реагентов имеет пролонгированный характер.

Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз: нефть- поверхность металла трубы, нефть-дисперсная фаза [7].

В настоящее время ингибиторы АСПО условно разделяют на группы по предполагаемому механизму действия. В таблице 1 приведена современная классификация химических реагентов, предотвращающих отложения асфальто-смоло-парафиновых веществ.

Таблица 2 – Классификация химических реагентов, предотвращающих отложения АСПО

Группа ингибитора	Основной компонент	Основной принцип действия
Смачиватели	Полиакриамид Кислые органические фосфаты Силикаты щелочных металлов Водные растворы синтетических полимерных ПАВ	Адсорбируются на поверхности и образуют гидрофильную пленку, препятствующую адгезии гидрофобных кристаллов парафина к внутренней поверхности труб
Диспергаторы	Соли металлов Соли высших СЖК Силикатно-сульфенольные растворы Сульфатированный щелочной лигнин	Воздействуют на процесс кристаллизации твердых компонентов нефти на макромолекулярном уровне с образованием адсорбционного слоя из молекул реагента на мелких зародышевых кристаллах углеводородов, препятствуя их слипанию

Группа ингибитора	Основной компонент	Основной принцип действия
Модификаторы	Атактический полипропилен (Mn=2000-3000) Низкомолекулярный полиизобутилен (Mn=2000-3000) Сополимеры этилена и сложных эфиров Тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпироллидоном	Изменяют форму и поверхностную энергию кристаллов парафина, в результате этого снижается склонность кристаллов к взаимному объединению или присоединению к стенкам трубы.
Депрессоры	Сополимеры этилена с винилацетатом (ВЭС) Полиметакрилаты (ПМА «Д») Парафлюу Алкилфенолы	А) адсорбируются на кристаллах парафина, что затрудняет способность последних к агрегации и накоплению. Б) молекулы депрессора в углеводородной среде сцепляются своими полярными концами, образуя мицеллы.
Реагенты комплексного действия	Реагенты марки СНПХ, композиции присадок	Комплексное действие

Ингибирующие свойства проявляет весьма широкий набор соединений различной химической природы. Однако при всем их разнообразии можно выделить три общих признака. Во-первых, все они, даже присадки неполимерного типа, обладают довольно значительной молекулярной массой (в диапазоне 500- 10000), которая в несколько раз больше молекулярной массы наиболее тяжелых n-алканов нефтепродуктов и нефти, обуславливающих их низкотемпературные свойства. Во-вторых, макромолекула присадок, как правило, представляет собой сочетание полиметиленовой цепи с полярными группами. В-третьих, все вещества, даже неполимерного типа, полидисперсны по молекулярной массе и по составу. Иными словами, присадка не является индивидуальным веществом, а представляет собой смесь молекул различного состава и молекулярной массы [7].

В последнее время наметилась тенденция к разработке присадок комплексного действия, что достигается за счет создания композиции присадок

с различным спектром действия. Использование химреагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещается с:

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

2 ВЛИЯНИЕ ИНГИБИТОРОВ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ Ю МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Объект и методика исследования

Физико-химические свойства исследуемой нефти

Исследования проводились с образцами нефти Ю нефтяного месторождения, физико-химические свойства которой представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Физико-химические характеристики и состав нефти

Образец	ρ , кг/м ³ , при 20°C	T_z , нефти, °C	Содержание в нефти, % мас.		
			парафины	смолы	асфальтены
Нефть Ю месторождения	832,5	-9,2	10,14	6,93	0,64

Методика проведения эксперимента

Эксперимент заключался в измерении вязкости образцов нефти Ю месторождения Томской области. Измерения вязкости чистой нефти и с присутствием присадки проводились на программируемом ротационном вискозиметре Brookfield DV-II+PRO. Диапазон температур составлял от плюс 15⁰C до плюс 50⁰C с шагом 5⁰C 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 1. Концентрации были подобраны в соответствии с рекомендациями производителей.

Таблица 4 – Ингибиторы, используемые в исследовании, и их концентрации

	<i>СНПХ-ИПГ-11А</i>	<i>ХПП-007</i>
Концентрация, г/т	50	50
	100	150
	150	200
	200	250

Таблица 5 – 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 концентрации;

2. Выдержка готовой пробы в течение суток;

3. Перемешивание готовой пробы с помощью лабораторного шейкера 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 при каждой концентрации обоих ингибиторов.

В итоге все результаты сравнивались посредством построения диаграмм, их анализа, и определялась наиболее подходящая для снижения вязкость 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 также в качестве ингибитора с пониженной температурой застывания [8].

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.

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.

Расход ингибитора при непрерывной, либо периодической подаче не превышает 200 г на тонну нефти, что обеспечивает увеличение межочистного периода в 2-4 раза [8].

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 [9].

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.

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) [9].

2.3 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 10¹² 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.

2.3.1 Ротационный вискозиметр Brookfield DV-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 [10].

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.

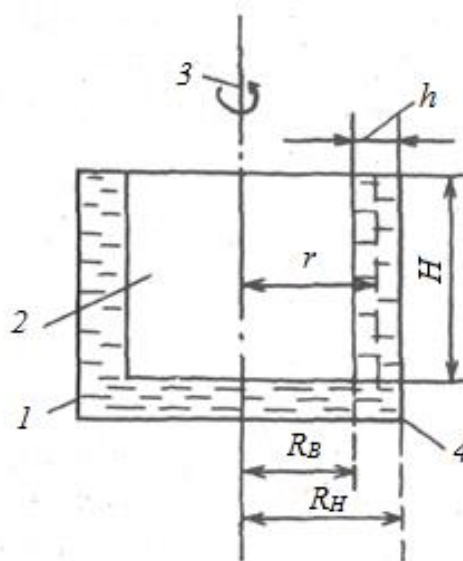


Рис. 6. Схема рабочего элемента ротационного вискозиметра

- 1 – наружный цилиндр радиусом R_H , 2 – внутренний цилиндр R_B ,
3 – центрирующая ось, 4 – дно рабочего цилиндра)

Для цилиндрического кольцевого зазора 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

$$\tau = \frac{M}{2\pi r^2 H}, \quad (1)$$

скорость сдвига – по формуле

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

где ω - угловая скорость ламинарно перемещающихся слоев среды.

Для ньютоновских жидкостей

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

интегрируя выражение (1.11), получаем:

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

где η - вязкость.

Для неньютоновских жидкостей:

$$\omega = \frac{1}{2} \int_{\tau_B}^{\tau_H} f(\tau) \tau^{-1} dt, \quad (5)$$

Для практических вычисления вязкости в ротационных вискозиметрах цилиндр в цилиндре используется соотношение [10]:

$$\eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}, \quad (6)$$

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

$$\dot{\gamma} = \left(\frac{2R_H^2}{R_H^2 - R_B^2} \right) \omega, \quad (7)$$

$$\tau = \frac{M}{2\pi R_B^2 H_{\text{эф}}}, \quad (8)$$

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); $H_{эф}$ - 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 $H_{эф}=H+H_0$. Значение H_0 находят, проведя ряд измерений M и ω при различных H и экстраполируя эту зависимость к $M/\omega \rightarrow 0$ [10].

Общий вид вискозиметра представлен на рисунке 7.

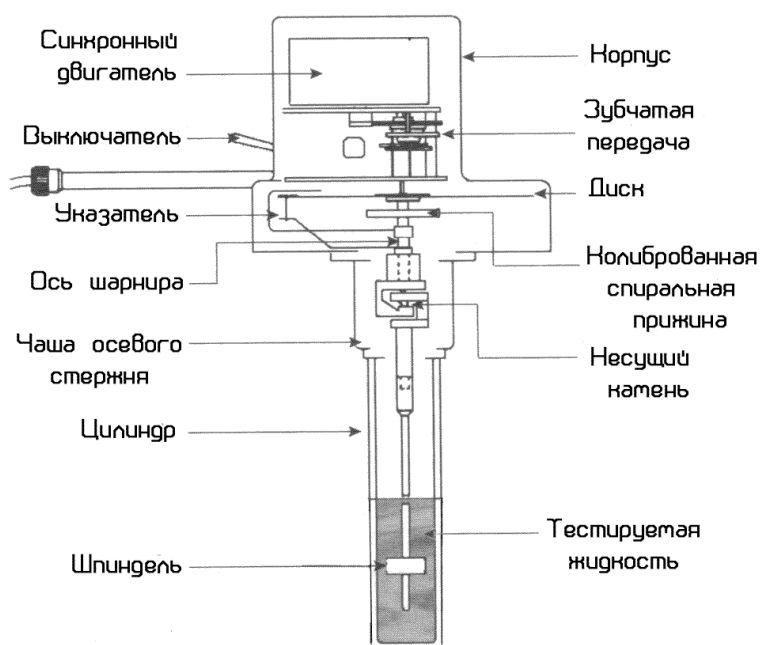


Рис. 7. Устройство вискозиметра Brookfield LVDV-II+

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.

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 [10].

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:

$$\text{ВПВ (мПа*с)} = \text{ТК} * \text{SMC} * 10000/\text{RPM} \quad (9)$$

где **ТК** – 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+ 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 [10].

2.4 Реология

Реология - это наука, которая фокусируется на деформации материи, возникающей в результате применения силы. Силу можно применять различными способами, такими как натяжение, сжатия, процесса сдвига или некоторой комбинации из этих трех. Один простой тип деформации, сдвиг, проиллюстрирован на рис. 8. Нижняя пластина из двух параллельных стоит неподвижно. Верхняя пластина тянется со скоростью U относительно нижней. Прилагаемое сдвигающее усилие F , действует в направлении x по площади A (рис. 8) [11]. Пространство между пластинами заполнено жидкостью, а длины стрелок между пластинами пропорциональны локальной скорости в жидкости. Учитывая простой ламинарный поток определяют основные параметры следующим образом:

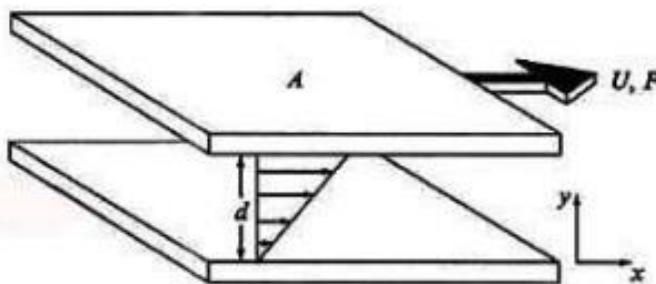


Рис. 8. Деформация жидкости под воздействием силы F

Напряжение сдвига определяется как сила, деленная на площадь, на которую она применяется:

$$\tau = dF/dA, \quad (10)$$

Скорость сдвига – это скорость деформации:

$$\dot{\gamma} = dF/dA, \quad (11)$$

Простые жидкости, как правило, ньютоновские, т.е. напряжение сдвига пропорционально скорости сдвига. Такие материалы легко описать простым линейным уравнением,

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

где η вязкость, измеряется в Па*с

Большинство показывают сложное реологическое поведение между ньютоновский и неньютоновскими жидкостями, определяемые как вязкоэластичные. Эти материалы могут быть смоделированы как различные комбинации простых моделей. Две простейшие модели: модель Максвелла и модель Кельвина, в которой пружина и пластина расположены последовательно и параллельно, соответственно (рис. 9) [11].

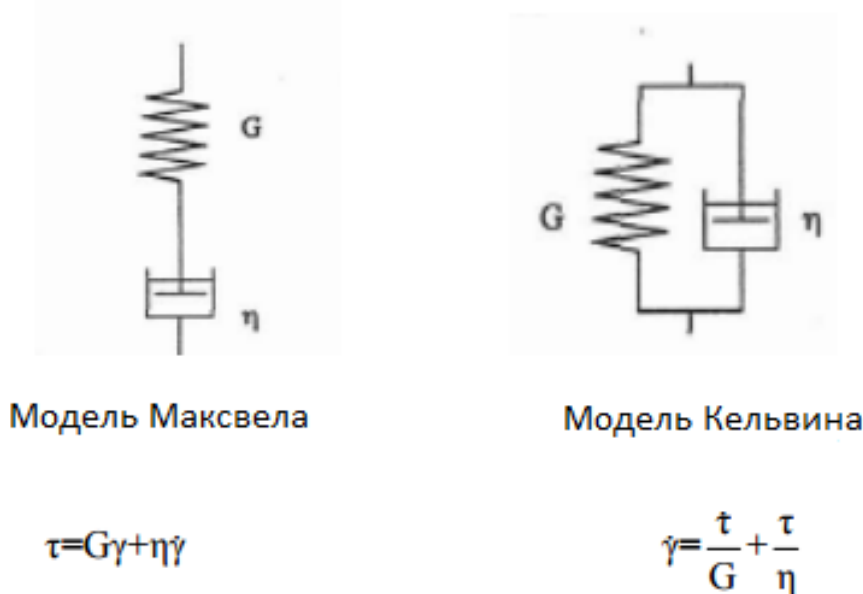


Рис. 9. Простые реологические модели

Устойчивый сдвиговый поток. В этом тесте жидкости исследуют, подвергая их непрерывному напряжению с постоянной скоростью. Кажущуюся вязкость определяется по следующей формуле:

$$\eta_{app} = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}, \quad (13)$$

Оценка напряжения сдвига от скорости сдвига для жидкостей может быть описана несколькими режимами.

- Ньютоновские жидкости: кажущаяся вязкость не зависит от скорости сдвига.
- Псевдопластичные жидкости: для этих жидкостей характерно уменьшение кажущейся вязкости с увеличением скорости сдвига.
- Дилатанты: в отличие от предыдущих случаев кажущаяся вязкость этих жидкостей увеличивается со скоростью сдвига.
- Пластичные жидкости Бингама: важной характеристикой этих жидкостей является наличие предела текучести τ_0 . Ниже этого предела текучести жидкость проявляет прочные характеристики.

2.5 Результаты измерений вязкости

Были проведены измерения при температурах от плюс 20°C до плюс 50°C шагов в 5°C прямым ходом.

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

Кривые вязкости исходной нефти

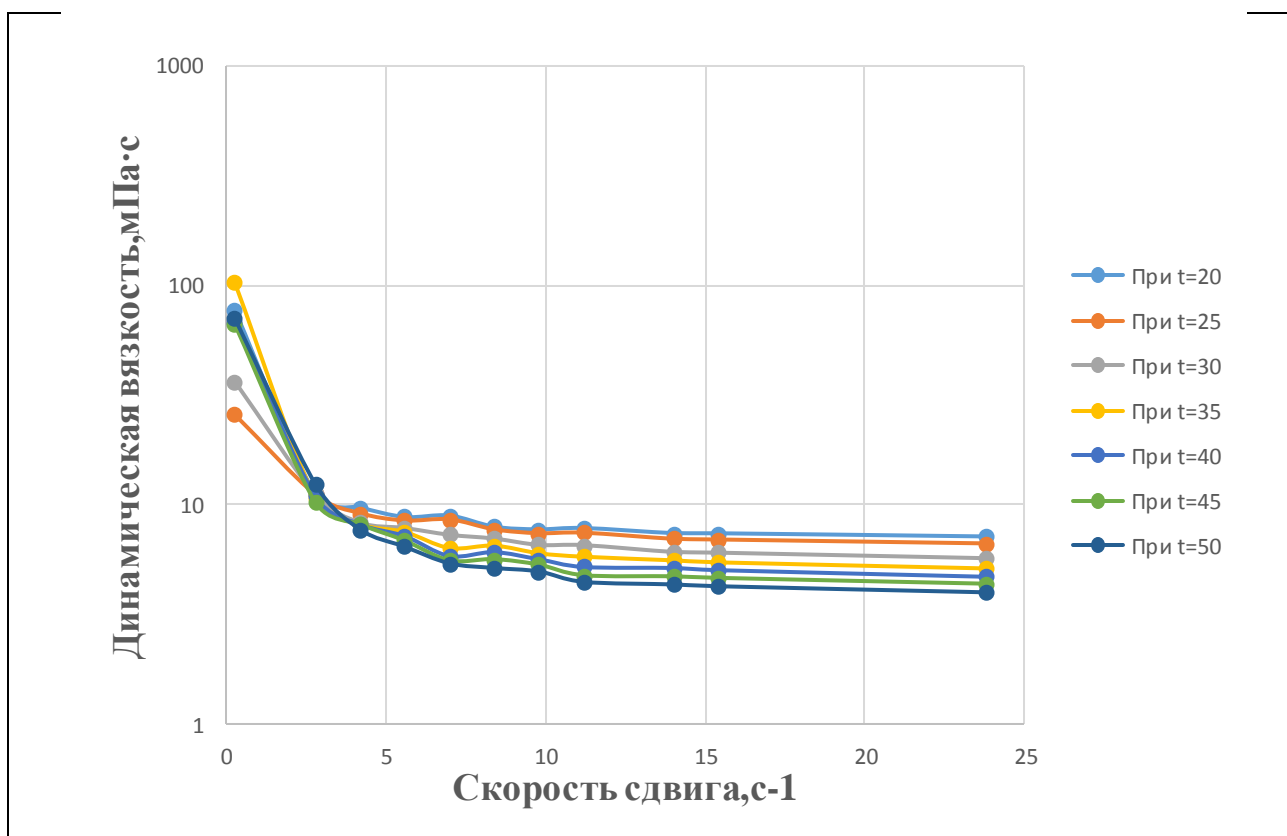
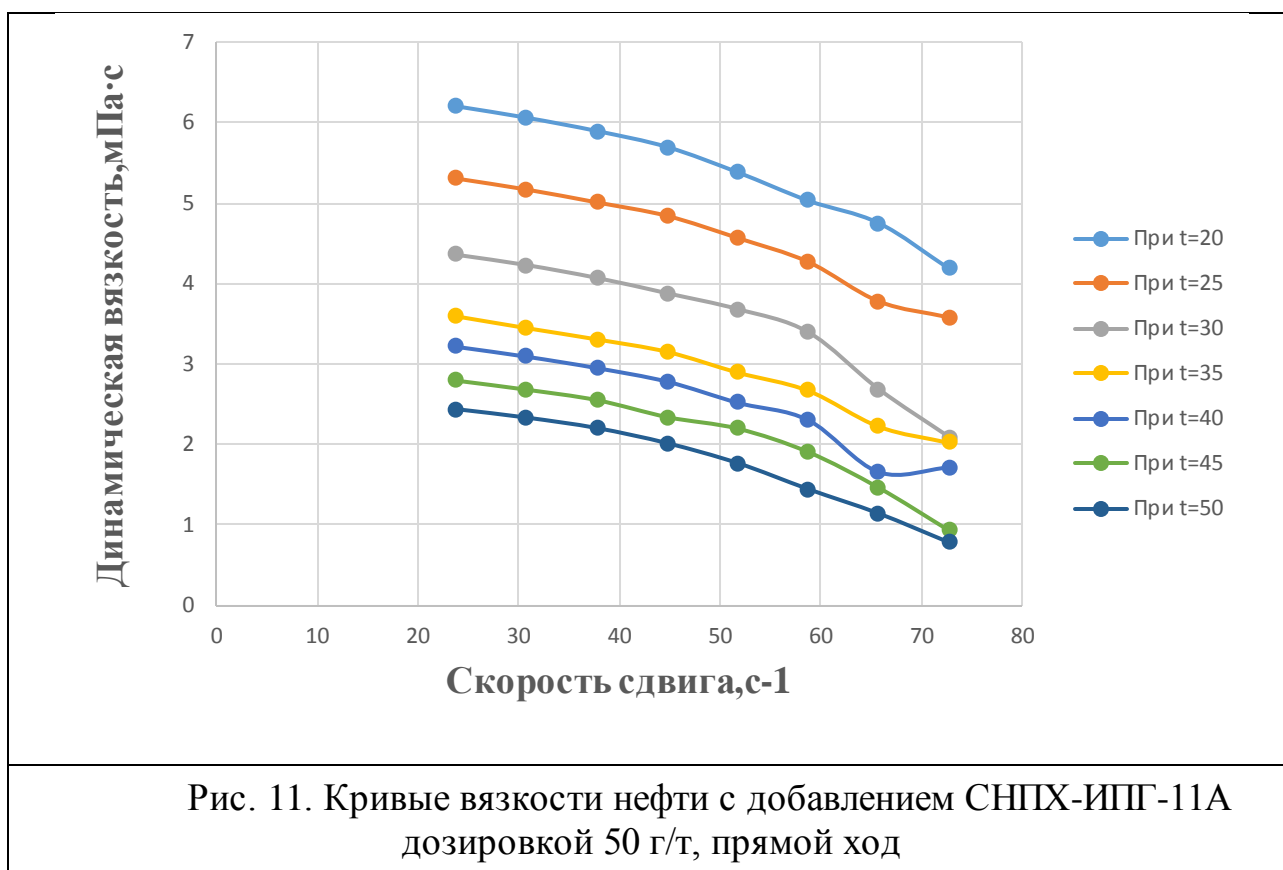


Рис. 10. Кривые вязкости исходной нефти, прямой ход

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

Кривые вязкости нефти с добавлением присадки СНПХ-ИПГ-11А



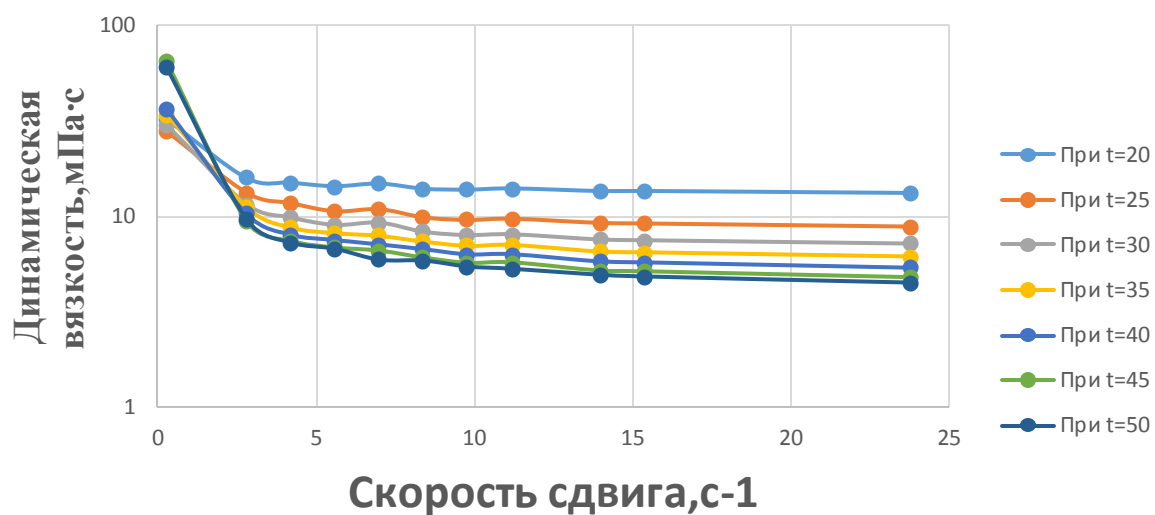


Рис. 12. Кривые вязкости нефти с добавлением СНПХ-ИПГ-11А дозировкой 100 г/т, прямой ход

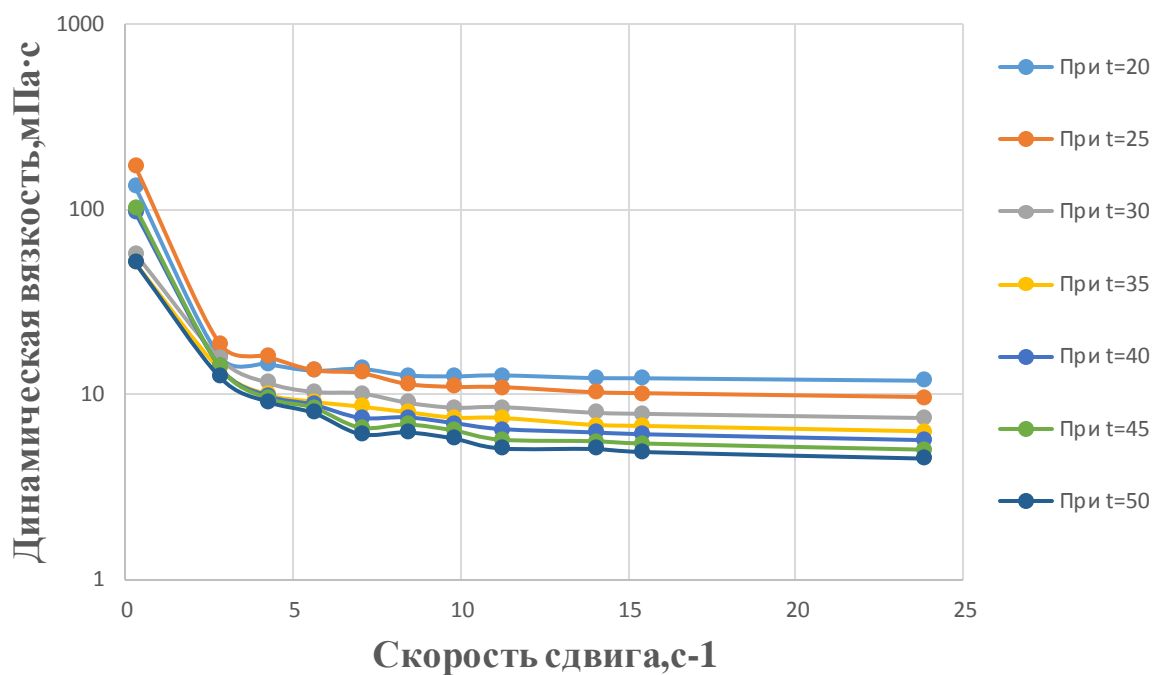


Рис. 13. Кривые вязкости нефти с добавлением СНПХ-ИПГ-11А дозировкой 150 г/т, прямой ход

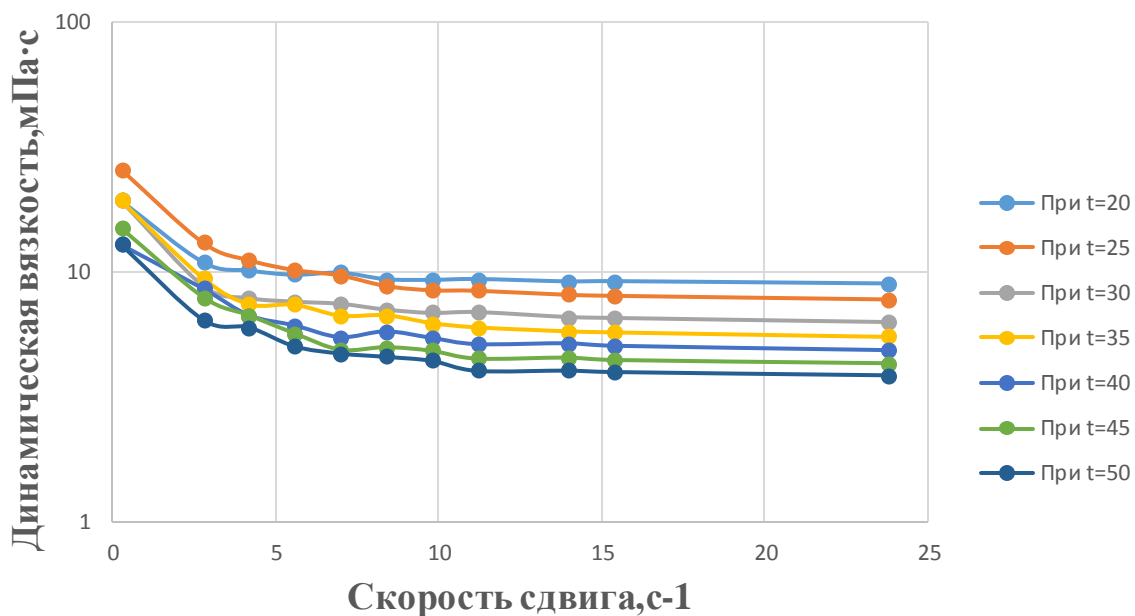


Рис. 14. Кривые вязкости нефти с добавлением СПХ-ИПГ-11А дозировкой 200 г/т, прямой ход

Кривые вязкости нефти с добавлением ХПП-007

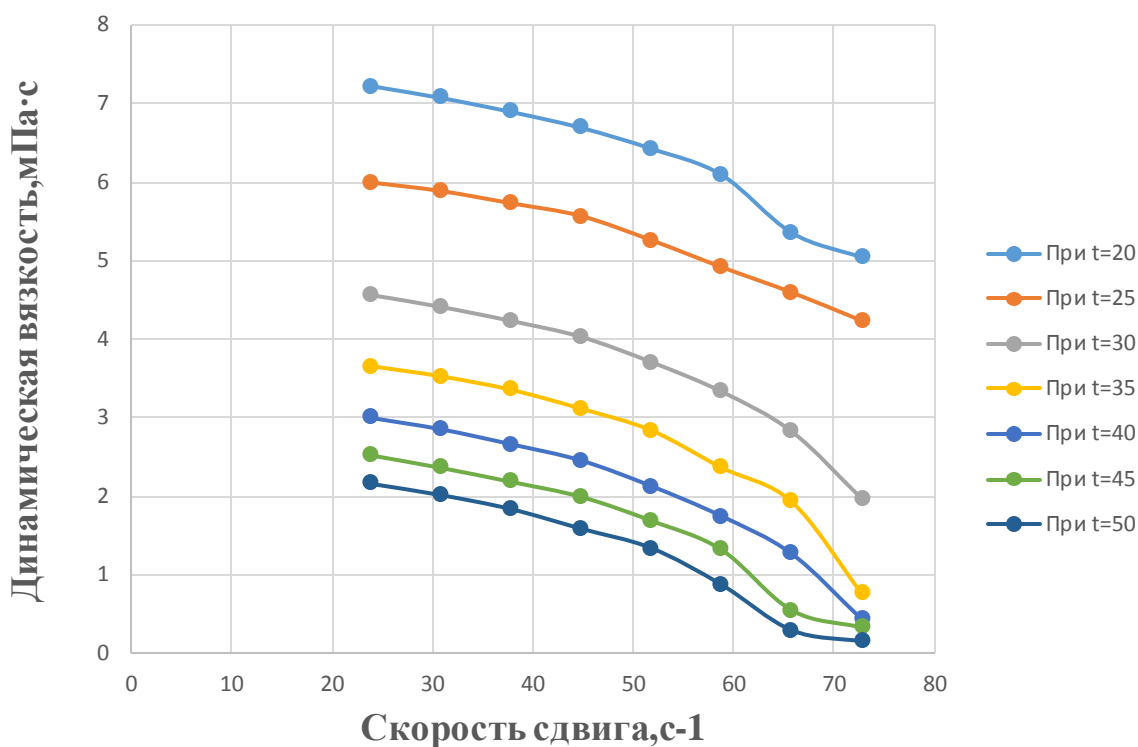


Рис. 15. Кривые вязкости нефти с добавлением ХПП-007 дозировкой 100 г/т, прямой ход

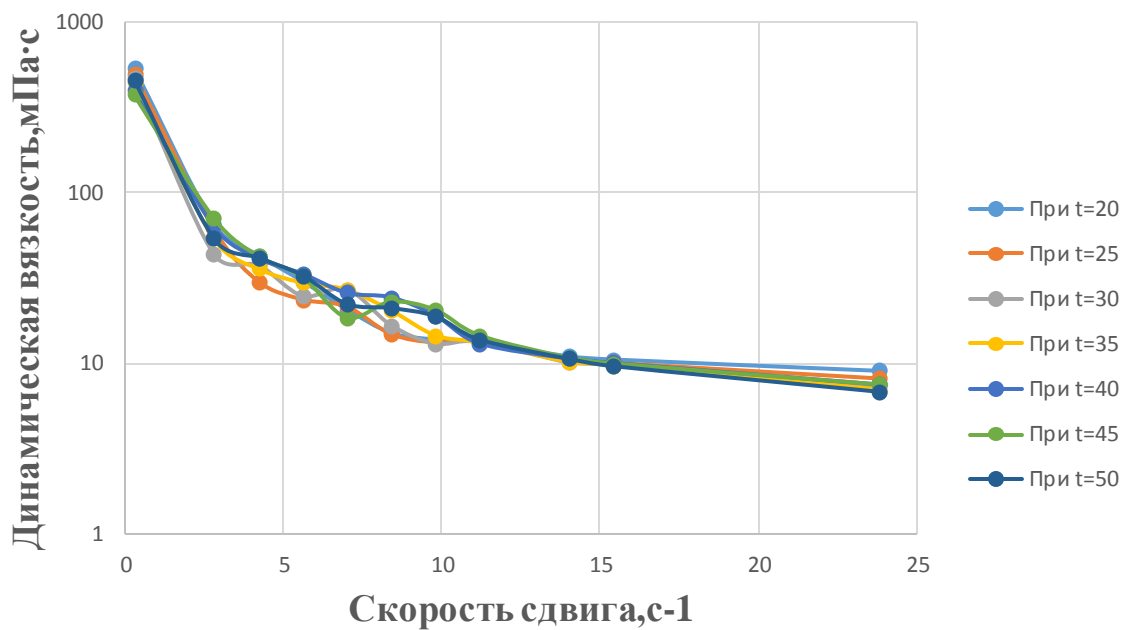


Рис. 16. Кривые вязкости нефти с добавлением ХПП-007 дозировкой 150 г/т, прямой ход

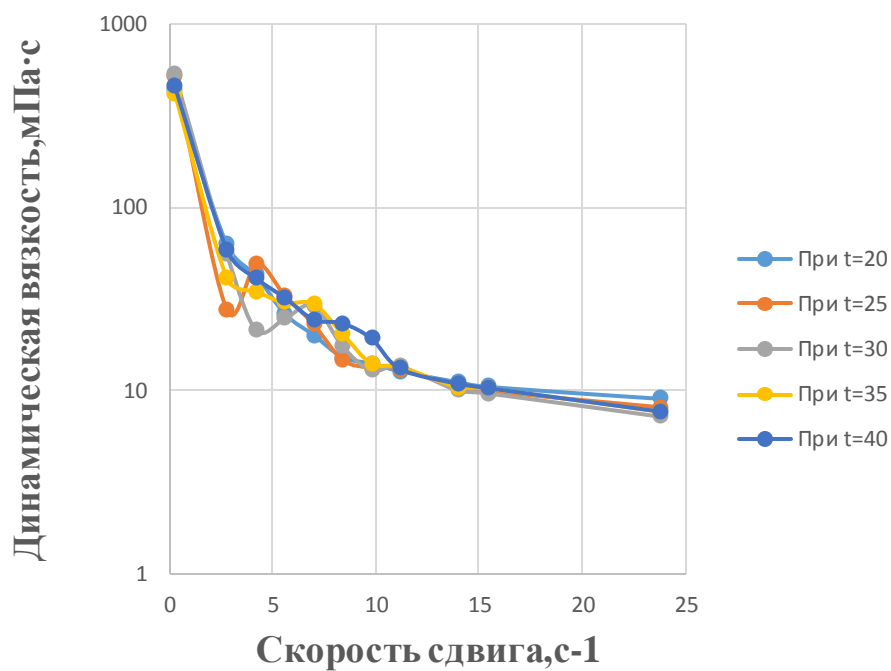


Рис. 17. Кривые вязкости нефти с добавлением ХПП-007 дозировкой 200 г/т, прямой ход

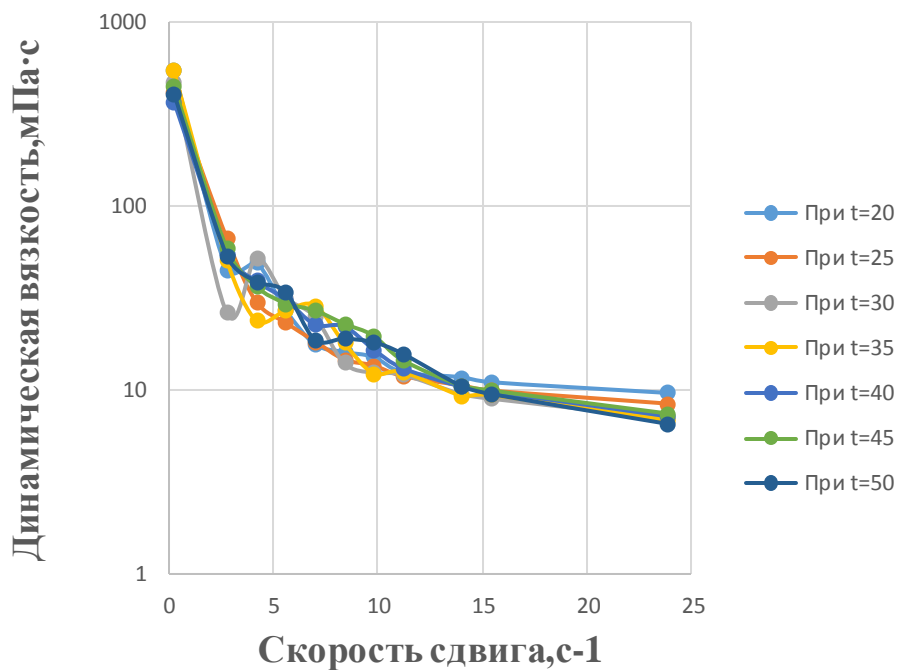


Рис. 18. Кривые вязкости нефти с добавлением ХПП-007 дозировкой 250 г/т, прямой ход

Кривые вязкости исходной нефти и с наиболее подходящей дозировкой ингибитора, при которой вязкость имеет наименьшее значение

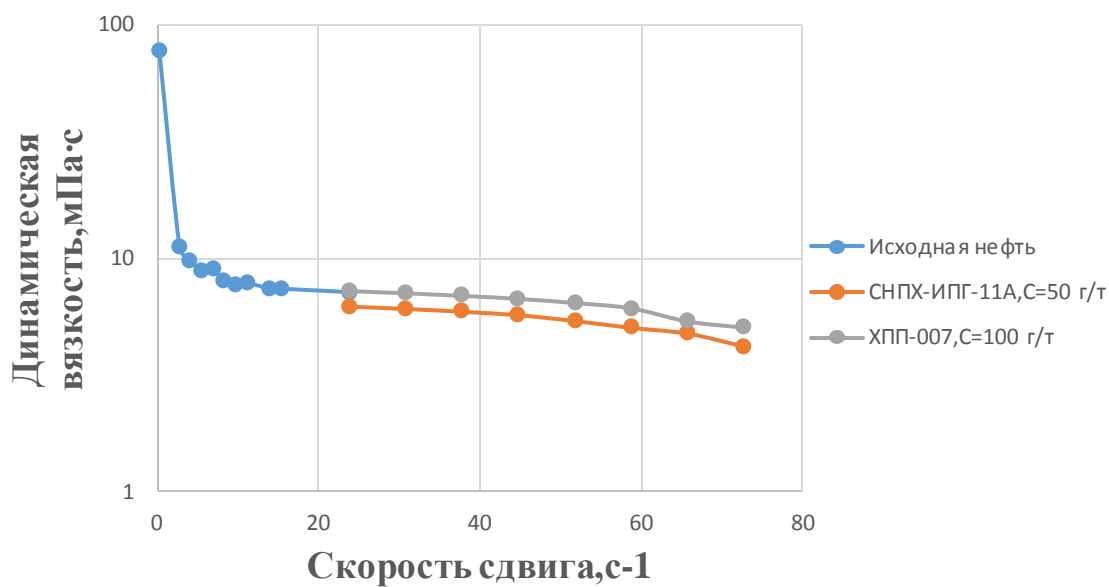


Рис. 19. Кривые вязкости исходной нефти и с добавлением ингибиторов наиболее подходящей дозировки при 20 °C

Кривые вязкости исходной нефти и с наименее подходящей дозировкой ингибитора, при которой вязкость имеет наибольшее значение

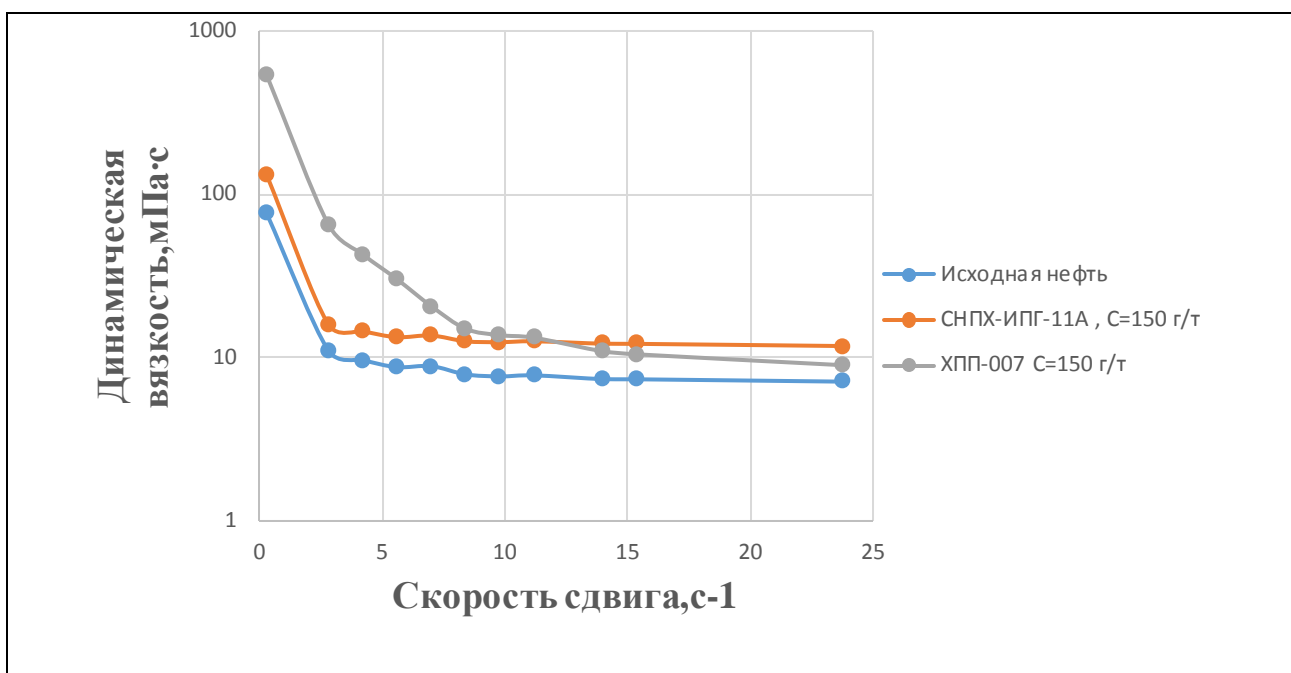


Рис. 20. Кривые вязкости исходной нефти и с добавлением ингибиторов наименее подходящей дозировки при 20°С

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод о том, что при 20°С положительные результаты получены с концентрацией 50г/т ингибитора СНПХ–ИПГ–11А и концентрацией 100 г/т ингибитора ХПП–007 (рис. 19).

При 20 °С худшие результаты получены с концентрацией 150 г/т ингибитора СНПХ–ИПГ–11А и концентрацией 150 г/т ингибитора ХПП–007 (рис. 20).

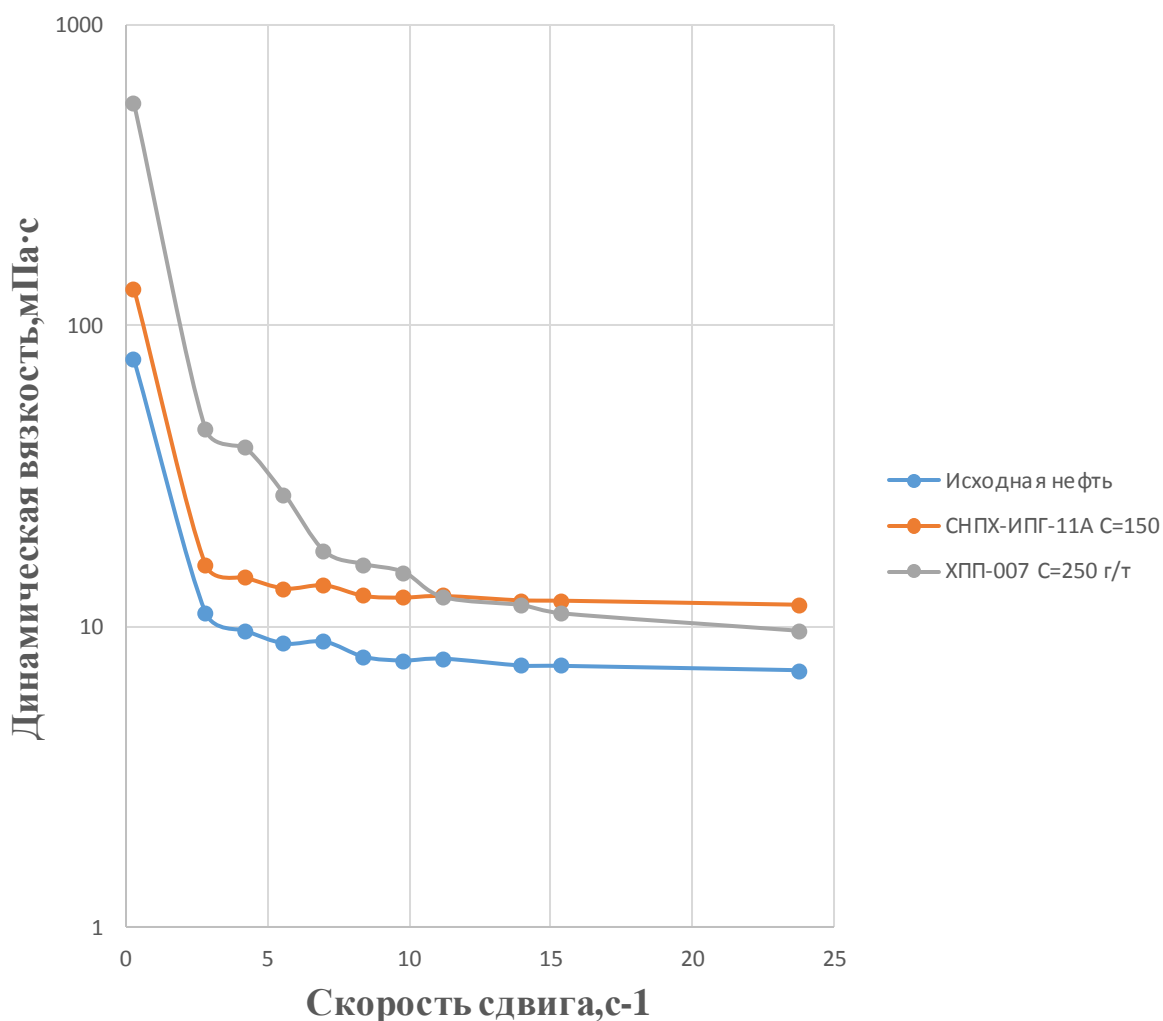


Рис. 21. Кривые вязкости исходной нефти и с добавлением ингибиторов наименее подходящей дозировки при 20°C

2.6 Выводы по исследованию

1. Сделан эксперимент по измерению вязкости нефти Ю месторождения Томской области и исследованию влияния ингибиторов парафинообразования на реологические свойства данной нефти.

2. В ходе эксперимента были построены кривые вязкости для исходной и с добавлением ингибиторов нефти при температурах от плюс 20 до плюс 50°C. Установлено, что ингибитор СНПХ-ИПГ- дозировкой 50 г/т лучше всего снижает вязкость данной нефти, хуже всего показал себя ингибитор ХПП-007 с дозировкой 150 г/т.

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

Анализ конкурентных технических решений

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

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты. В данной карте были конкурентноспособность научных разработок теплового метода, химического и физического (табл. 6)

Таблица 6 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентноспособность		
		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
12. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15

1	2	3	4	5	6	7	8
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

Анализирую 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. 7).

Таблица 7 – 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 8.

Таблица 8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

<i>Основные этапы</i>	<i>№ раб</i>	<i>Содержание работ</i>	<i>Должность исполнителя</i>
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 случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ для научного исследования.

Таблица 9 – Линейный календарный график проведения исследования

<i>Наименование операции</i>	<i>Сентябрь</i>			<i>Октябрь</i>			<i>Ноябрь</i>		
	<i>Дни</i>			<i>Дни</i>			<i>Дни</i>		
	<i>10</i>	<i>10</i>	<i>10</i>	<i>10</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>10</i>	<i>10</i>	<i>10</i>
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 10.

Таблица 10 – Материальные затраты

<i>Наименование</i>		<i>Единица измерения</i>	<i>Количество</i>	<i>Цена за ед., руб.</i>	<i>Затраты на материалы, (З_м), руб.</i>
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 11.

Таблица 11 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

<i>№ п/п</i>	<i>Наименование оборудования</i>	<i>Кол-во единиц оборудования</i>	<i>Цена единицы оборудования с НДС, тыс. руб.</i>	<i>Общая стоимость оборудования с НДС, тыс. руб.</i>
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 12 – Расчет амортизационных отчислений

<i>Наименование оборудования</i>	<i>Цена единицы оборудования с НДС, тыс. руб.</i>	<i>Время эксплуатации на данный момент, год</i>	<i>Амортизационные отчисления, тыс. руб.</i>
Измерительный комплекс (Вискозиметр Brookfield LVDV-II-PRO, криостат Brookfield)	546,268	5	18,209
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 13.

Таблица 13 – Расчет основной заработной платы

<i>№ п/п</i>	<i>Наименование этапов</i>	<i>Исполнители по категориям</i>	<i>Трудоемкость, чел.-дн.16</i>	<i>Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.</i>	<i>Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.</i>
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 НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

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

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

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

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:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (15)$$

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

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

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:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (16)$$

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 14.

Таблица 14 – 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 15.

Таблица 15 – Расчет бюджета затрат НИИ

<i>Наименование статьи</i>	<i>Сумма, руб.</i>
1. Материальные затраты НИИ	7450
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ (Амортизационные отчисления)	18880
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	17700

<i>Наименование статьи</i>	<i>Сумма, руб.</i>
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	2478
5. Отчисления во внебюджетные фонды	6053
6. Бюджет затрат НИИ	52561

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность предприятия – это уровень добровольного отклика на социальные потребности работников, лежащие вне определяемых законом или регулируемыми органами требований, это действия, предпринимаемые во благо общества добровольно.

Объектом исследования данной работы является непосредственно нефтепродукт и его реологические свойства в результате влияния ингибитора.

4.1 Производственная безопасность

При выполнении работ по подаче ингибитора в скважины возникают вредные и опасные факторы, представленные в Таблице 16.

Таблица 16 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы, при выполнении работ по подаче ингибиторов в скважину [12].

<i>Источник фактора, наименование видов работ</i>	<i>Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)</i>		<i>Нормативные документы</i>
	<i>Вредные</i>	<i>Опасные</i>	
1) эксплуатация и обслуживание скважин; 2) закачка химических реагентов	1) отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2) недостаточная освещенность; 3) повышенный уровень шума на рабочем месте; 4) воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм; 5) повреждения в результате контакта с насекомыми	1) Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2) электрический ток; 3) работы с оборудованием под высоким давлением	1) 4156-86 СП для «нефтяной промышленности» [13]; 2) СанПиН 2.2.2.540-96 [14]; 3) СанПиН 2.2.4.548-96 [15]; 4) СанПиН 3.2.3215-14 [16]

4.2 Анализ выявленных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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 крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже -45°C 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 [17].

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 теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, 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.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений [17].

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 30⁰С все работы прекращаются. При скорости 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.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Рациональное освещение помещений и рабочих мест один из важнейших элементов благоприятных условий труда, 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. Недостаток естественного света возмещается искусственным освещением. На территории кустов скважин искусственное освещение не установлено, что создает трудности в темное время суток все работы по подаче ингибитора производят в светлое время суток [18].

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум исследуются 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). Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице. Затем оценивается превышение норм уровней шума, 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. 17).

Таблица 17 – Предельно допустимые уровни звукового давления [19]

<i>Вид трудовой деятельности, рабочее место</i>	<i>Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц</i>									<i>Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)</i>
	<i>31,5</i>	<i>63</i>	<i>125</i>	<i>250</i>	<i>500</i>	<i>1000</i>	<i>2000</i>	<i>4000</i>	<i>8000</i>	
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 блок дозирования реагента (БДР), возможно поступление токсичных веществ (ингибитора СНПХ-ИПГ 11А, представленного раствором специализированной активной основой в растворителях (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.

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 СНПХ-ИПГ-11А, 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 20/5 мг/м³ [8].

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ) [8]:

- 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 СНПХ-ИПГ-11А допускаются лица, прошедшие специальный инструктаж о мерах безопасности при работе с легковоспламеняющимися и ядовитыми веществами.

Повреждения, наносимые насекомыми

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми [20]. Наибольшую опасность представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты [21].

4.3 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

При проведении работ используется автомобильный транспорт различного назначения, 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 [22] 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 пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [23].

Электрический ток

На Ю месторождении 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 – 4×1,5.

На месторождении используются следующие средства защиты:

- 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 [24].

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

Оборудование, работающее под давлением 0,07 МПа и выше, должно эксплуатироваться в соответствии с “Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением“ Запрещается

подключать скважину к установке подготовки газа если система не находится под давлением равном давлению в газовом сепараторе. Для предупреждения фонтанирования нефтяной скважины в процессе бурения обвязка устья включает противовыбросовое оборудование - превентор. Для обслуживания верхней части фонтанной арматуры (осмотр, смена штуцеров, исследование скважины) сооружается металлическая площадка с рифленным полом, лестницей с перилами, обеспечивая удобное и безопасное ведение работ в любом месте фонтанной арматуры. При появлении первых признаков нефтепроявления, при проведении электрических или перфорационных работ, в скважине необходимо прекратить ведение работ. Поднять оборудование на поверхность. В случае необходимости обрубить кабель. Закрыть противовыбросовую задвижку. Установить непрерывное наблюдение за давлением в межтрубном и трубном пространстве [25].

При фонтанировании нефтью, при отсутствии технических возможностей по закрытию устья скважины, немедленно прекратить все работы. Остановить двигатель внутреннего сгорания, потушить свет. Запретить пользоваться стальным инструментом, курение и другие действия, ведущие к возникновению искр. Удалить людей в безопасное место, выставить посты и запретить движение транспорта и людей на прилегающих к фонтану дорогах. Для предотвращения загорания фонтана вводить в фонтанную струю и на металлоконструкции максимально-возможное количество водяных струй.

На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, конденсат, метанол, ДЭГ, соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу по ГОСТ 31294-2005.

4.4 Экологическая безопасность

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

4.4.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- некачественное строительство;
- механические повреждения;
- коррозия трубопроводов;
- изменение проектных решений в процессе строительства.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация попутного газа;
- применение оборудования заводского изготовления;
- разработанный план действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (таблица 18).

Таблица 18 – Вредные вещества [26]

№	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	т/год
1	Двуокись азота	0.085	2	0.078	1.230
2	Окись углерода	5.000	4	0.220	4.88
3	Углеводороды	50 (ОБУВ)	4	9.140	298.8
4	Сажа	0.15	3	0	2
5	Метанол	1	3	0.041	1.290

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок [27].

4.4.2 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией, а также утилизация отходов лабораторных исследований. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее не герметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Запрещается сброс сточных вод и отходов лабораторных исследований в водные объекты;
2. Установление и поддержание водо-охранных зон;
3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
5. Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
6. Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
7. Контроль качества сварных швов;
8. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно;
9. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
10. Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН.
11. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;
12. При ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

4.4.3 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 Ю месторождения предусматривается:

- изъятие земель для размещения объектов по минимально допустимым нормам отвода;
- 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.);
- размещение объектов обустройства месторождения в наименее ценных типах экосистем (с учетом других экологических ограничений);
- проведение строительных работ в осенне-зимний период, при промерзании верхнего слоя почв;
- снятие плодородного слоя почв перед строительством объектов на отводимых участках и использование его для рекультивации земель по окончании строительства;
- строительство водопропускных сооружений;

- герметизация основных технологических процессов;
- соблюдение правил обращения с токсичными веществами, размещение реагентов и ГСМ в подготовленных складах, отходов - на специально построенных полигонах;
- создание обваловки вокруг технологических площадок, представляющих особую опасность для окружающей среды (кустовые площадки, шламовые амбары, склады ГСМ) [27].

4.5 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.

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 и должны содержать следующее:

1) перечень возможных аварий на объекте;

2) способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест

и участков в зависимости от характера аварии;

3) действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;

4) список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;

5) способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;

б) список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;

7) список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;

8) акты испытания СИЗ, связи, заземления

9) график и схему по отбору проб газовой среды;

10) технологическая схема объекта;

11) годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

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.

Пожаровзрывобезопасность

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов.

При написании раздела для зданий и сооружений определяется категория помещений по пожаробезопасности по НПБ 105-03 и класс зон взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009 (таблица 19).

Таблица 19 – Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности

<i>Категория помещения</i>	<i>Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении</i>
А повышенная взрывопожаро-опасность	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28°С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа
Б взрывопожаро-опасность	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28°С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа

К техническим мерам – современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009 [28].

4.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Ю месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками ООО «Альянснефтегаз» осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302) [16], 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).

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации [16].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы были рассмотрены сведения об асфальтосмолопарафиновых отложениях, условия и механизм их образования, методы борьбы с этими отложениями. Особое внимание было уделено химическому методу борьбы с АСПО. Ю нефть по плотности является легкой ($832,5 \text{ кг/м}^3$), по содержанию парафинов – высокопарафинистая (10,4 % масс.), по содержанию смол – малосмолистая (6,93 % масс.), по содержанию асфальтенов – малоасфальтеновая (0,64 % масс.). Основное 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 сложнее 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 Ю месторождения. В результате было установлено, что положительное влияние на реологические свойства данной нефти оказывает ингибитор асфальтеновых и парафиновых отложений СНПХ-ИПГ-11А дозировкой 50 г/т, хуже всего показал себя ингибитор ХПП-007 с дозировкой 150 г/т.

Также 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. Рогачев М.К. Реология нефти и нефтепродуктов : учебное пособие / М.К. Рогачев, Н.К. Кондрашева. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2000. – 89 с.
2. Химия нефти и газа : учебное пособие для вузов / А.И. Богомолов, А.А. Гайле, В.В. Громова. – Санкт-Петербург : Химия, 1995. – 448 с.
3. Казакова Л.П. Твердые углеводороды нефти / Л.П. Казакова – М. : Химия, 1986. – 176 с.
4. Ратов А.Н. Особенности структурообразования в высоковязких парафинистых нефтях / А.Н. Ратов, К.Д. Ашмян, Г.Б. Немировская [и др.] // Химия и технология топлив и масел. – 1995. – № 1. – С. 22-24.
5. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти / С.Р. Сергиенко, Б.А. Таимова, Е.Н. Талалаев. – М. : Наука, 1979. – 269 с.
6. Хуснутдинов И.Ш. Определение содержания смолисто-асфальтовых веществ / И.Ш. Хуснутдинов, С.В. Бухаров, И.Н. Гончарова. – Казань : КНИТУ (Казанский национальный исследовательский технологический университет), 2006. – 44 с.
7. Зевакин Н.И., Мухаметшин Р.З. Парафиноотложения в пластовых условиях / Сборник научных трудов ТатНИИПИНефть. ВНИИОЭГ, 2008.
8. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения Иванова Л.В.¹, Буrows Е.А., Кошелев В.Н.² Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина г. Москва.
9. Ингибитор асфальтеновых и парафиновых отложений СНПХ-ИПГ 11А по ТУ 2458-179-057670-2009 – Производство АО «Нефтепромхим».
10. Ингибитор асфальтеновых и парафиновых отложений ХПП–007 по ТУ 2458–012–69415476–2013 – Производство ООО «Когалымский завод химреагентов».
11. 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.

12. Богомолов А.И. 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. – 11 с.

13. 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности»;

14. СанПиН 2.2.2.540-96 «Гигиенические требования кручным инструментам и организации работ»;

15. СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"

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

17. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях

18. СП 52.1333.2011 "Естественное и искусственное освещение".

19. 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)

20. СанПиН 3.2.3215-14 "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации"

21. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

22. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.

23. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

24. ГОСТ 12.4.124-83-ССБТ Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

25. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные.
26. ГН 2.1.6.695-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест
27. Технологическая схема разработки Ю месторождения по состоянию на 01.01.2012.
28. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.