

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

Александров Александр Николаевич



ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ
ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ
ДОБЫЧЕ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ПОГРУЖНЫМИ
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ ИЗ МНОГОПЛАСТОВЫХ
ЗАЛЕЖЕЙ

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Рогачев М.К.

Санкт-Петербург – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С ОБРАЗОВАНИЕМ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ	11
1.1 Причины и механизм образования органических отложений	12
1.2 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	16
1.2.1 Методы предупреждения образования органических отложений	16
1.2.2 Методы удаления органических отложений	20
1.2.3 Способы подачи ингибиторов парафиноотложений в скважину	22
1.3 Структурно-механические свойства высокопарафинистых нефтей. Методы улучшения низкотемпературных свойств высокостывающих аномальных нефтей	23
1.4 Влияние поверхностно-активных веществ на процессы кристаллизации и структурообразования в парафинсодержащих дисперсных системах	27
1.4.1 Общие представления о природе нефтяных дисперсных систем	27
1.4.2 Надмолекулярная структура высокомолекулярных компонентов нефти и её влияние на низкотемпературные свойства нефтяных дисперсных систем	29
1.4.3 Депрессорные присадки и механизм их действия	31
1.4.4 Факторы, влияющие на эффективность действия депрессорных присадок	36
1.5 Методы и технологии борьбы с осложнениями, возникающими при добыче высокопарафинистой нефти в условиях Крайнего Севера	38
1.6 Выводы по первой главе	39
ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ ПАРАФИНА В НЕФТЯНЫХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМАХ	42
2.1 Исследование процесса кристаллизации парафина в модельных парафинсодержащих системах визуальным и реологическим методами	42
2.1.1 Методика приготовления модельных парафинсодержащих систем и аппаратура для определения температуры насыщения их парафином визуальным методом	42
2.1.2 Результаты исследования влияния содержания парафина и давления на температуру насыщения модельной системы парафином	44
2.1.3 Методика и результаты исследования процесса структурообразования в модельных парафинсодержащих системах реологическим методом	47
2.1.4 Сравнительный анализ результатов определения температур насыщения разноконцентрированных модельных систем парафином и начала их структурообразования ...	51
2.2 Исследование процесса структурообразования в высокопарафинистой нефти Кыртаельского месторождения и фазового состояния парафина в ней	52

2.2.1 Физико-химические свойства высокопарафинистых нефтей.....	52
2.2.2 Методика и результаты определения состава и относительного содержания парафиновых углеводородов в нефти	53
2.2.3 Методика и результаты исследования структурно-механических свойств высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения.....	54
2.3 Выводы по второй главе.....	73
ГЛАВА 3 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНОВОГО ТИПА В СКВАЖИНАХ.....	76
3.1. Исследование влияния компонентного состава высокопарафинистой пластовой нефти на процесс образования твердых органических частиц в ней.....	76
3.2 Методика определения глубины образования органических отложений парафинового типа при эксплуатации скважин погружными установками электроцентробежных насосов	83
3.3 Исследование влияния различных факторов на глубину образования органических отложений парафинового типа при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами .	89
3.3.1 Факторы, влияющие на изменение температуры насыщения верхнеэфельской нефти парафином по стволу скважины	89
3.3.2 Влияние величины устьевого давления на глубину образования АСПО.....	90
3.3.3 Влияние частоты вращения вала ЭЦН на глубину образования АСПО	92
3.4 Оценка эффективности применения технологии одновременно-раздельной добычи высокостывающей аномальной нефти при разработке многопластовых залежей.....	92
3.5 Выводы по третьей главе.....	94
ГЛАВА 4 КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ИЗ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ.....	96
4.1 Исследование изменения физико-химических и структурно-механических свойств высокопарафинистой нефти верхнеэфельской залежи при её смешении со старооскольской нефтью Кыртаельского месторождения	96
4.1.1 Групповой углеводородный состав исследуемых высокопарафинистых нефтей и их смесей.....	96
4.1.2 Методика и результаты определения состава и относительного содержания парафиновых углеводородов в исследуемых нефтяных дисперсных системах	97
4.1.3 Методика и результаты исследования изменения температуры застывания нефти верхнеэфельской залежи при её смешении со старооскольской нефтью.....	98

4.1.4 Методика и результаты исследования интенсивности образования органических отложений при совместной добыче высокопарафинистой нефти верхнеэйфельской залежи со старооскольской нефтью	99
4.1.5 Методика и результаты исследования изменения структурно-механических свойств нефти верхнеэйфельской залежи при её смешении со старооскольской нефтью	101
4.2 Разработка эффективного ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами для высокопарафинистой нефти верхнеэйфельской залежи Кыртаельского месторождения	116
4.2.1 Методика и результаты определения эффективности ингибиторов парафиноотложений с депрессорными свойствами методом «холодного стержня»	116
4.2.2 Методика и результаты определения эффективности ингибиторов парафиноотложений с депрессорными свойствами реологическим методом	118
4.3 Исследование изменения физико-химических и структурно-механических свойств обработанных реагентом «ПарМастер 2020 марка А» смесей высокопарафинистых нефтей верхнеэйфельской и старооскольской залежей Кыртаельского месторождения	127
4.4 Технология дозирования ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами на прием погружного электроцентробежного насоса при добыче высокопарафинистой нефти ...	137
4.5 Комплексная технология предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей	138
4.6 Выводы по четвертой главе.....	145
ГЛАВА 5 ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ РЕАГЕНТА «ПАРМАСТЕР 2020 МАРКА А» НА СКВАЖИНАХ КЫРТАЕЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	149
5.1 Условия проведения опытно-промысловых испытаний	149
5.2 Контроль эффективности проводимых мероприятий.....	150
5.2.1 Контроль эффективности ОПИ на добывающей скважине № 517	150
5.2.2 Контроль эффективности ОПИ на добывающей скважине № 501	154
5.3 Выводы по пятой главе.....	158
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	160
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	162
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	163
Приложение А Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.....	176
Приложение Б Патент РФ на изобретение	177
Приложение В Акт о применении результатов диссертационного исследования (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз»)	178

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. В настоящее время одной из приоритетных целей для нефтегазовой отрасли РФ является повышение эффективности эксплуатации скважин при добыче нефти с аномальными свойствами. Основные запасы и объемы добычи высокопарафинистой нефти в России приходится на Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию (НГП). Добыча высокозастывающей аномальной нефти осложняется интенсивным образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне продуктивного пласта, внутрискважинном и наземном оборудовании. Существующие способы и технологии борьбы с образованием органических отложений во внутрискважинном оборудовании обладают многими достоинствами, однако их применение при добыче высокопарафинистой нефти не предотвращает в полной мере образование АСПО в колонне лифтовых труб и приводит к снижению отборов нефти, сокращению межремонтного и межочистного периодов работы добывающих скважин, росту удельных эксплуатационных затрат по депарафинизации. Промысловый опыт показывает, что без своевременного проведения мероприятий по предотвращению образования и удалению органических отложений принятие эффективных решений в области организации и оптимизации системы добычи, внутривнепромыслового сбора и транспорта высокозастывающей аномальной нефти в условиях Крайнего Севера становится затруднительным.

Степень разработанности темы исследования. Вопросами разработки и развития технологических решений проблемы образования органических отложений во внутрискважинном оборудовании на основе изучения их свойств, состава и условий формирования при добыче парафинистых нефтей занимались такие ученые, как Абдуллин Р.А., Абрамзон А.А., Алтунина Л.К., Бабалян Г.А., Герштанский О.С., Глуценко В.Н., Гуськова И.А., Девликамов В.В., Доломатов М.Ю., Ибрагимов Н.Г., Люшин С.Ф., Мищенко И.Т., Непримеров Н.Н., Рагулин В.А., Рогачев М.К., Силин М.А., Телин А.Г., Требин Г.Ф., Тронов В.П., Хабибуллин З.А. и др. Значимый научно-практический вклад в решение проблем добычи, внутривнепромыслового сбора и транспорта высокозастывающей аномальной нефти в условиях Крайнего Севера внесли: Агапкин В.Н., Алиев Р.А., Аметов И.М., Быков И.Ю., Владимиров А.А., Губанов Б.Ф., Губин В.Е., Дегтярев В.Н., Жуйко П.В., Мирзаджанзаде А.Х., Полубоярцев Е.Л., Рузин Л.М., Тугунов П.И., Челинцев С.Н. и др. Большое внимание проблемам добычи и трубопроводного транспорта высокопарафинистых нефтей, изучению их реологических свойств уделяется зарубежными учеными: А. Бонди, Дж.Г. Олройд, Дж.У. Рассел, М. Рейнер, У.Л. Уилкинсон, Ф.Р. Эйрих и др.

Несмотря на широкий спектр научно-исследовательских работ в области борьбы с образованием АСПО, вопросы, затрагивающие проблемы добычи, внутривнепромыслового сбора и

транспорта высокозастывающей аномальной нефти в условиях Крайнего Севера, в частности, изучения структурно-механических свойств высокопарафинистых нефтей Тимано-Печорской провинции, особенностей процессов структурообразования и фазовых переходов парафина в них при пониженных температурах и влияния поверхностно-активных веществ на эти процессы, остаются до сих пор малоизученными и требуют проведения детального комплекса теоретических и экспериментальных исследований.

Целью диссертационной работы является повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных электроцентробежными насосами (ЭЦН), при разработке многопластовых месторождений высокопарафинистой нефти.

Идея работы. Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных ЭЦН, при добыче высокозастывающей аномальной нефти (с содержанием парафина свыше 30 % масс.) из многопластовых залежей может быть обеспечено путем применения комплексной технологии предупреждения образования АСПО, основанной на совместной добыче высокозастывающей аномальной нефти с нефтью, характеризующейся меньшим содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств, подаче на прием ЭЦН ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами и выборе режима работы скважины с учетом особенностей реологического поведения высокопарафинистых нефтей при разных температурных условиях и режимах течения.

Основные задачи исследования:

1. Выполнить анализ литературных источников и патентных материалов;
2. Исследовать процессы кристаллизации парафиновых углеводородов и структурообразования в парафинсодержащих дисперсных системах при пониженных температурах, определить влияние надмолекулярной структуры высокомолекулярных компонентов нефти на её низкотемпературные свойства, а также механизм действия поверхностно-активных веществ (ПАВ) на эти процессы;
3. Разработать методику специальных реологических исследований высокопарафинистой нефти и метод обработки её вязкостно-температурных характеристик для оценки фазового состояния в ней парафинов;
4. Исследовать влияние режимных параметров работы скважины на условия образования органических отложений парафинового типа с помощью построенной модели движения высокопарафинистой нефти по стволу скважины с применением анализа системы «пласт-скважина-насос»;
5. Разработать новый ингибитор парафиноотложений с депрессорными свойствами и технологию обработки им высокопарафинистой нефти;

6. Разработать комплексную технологию предупреждения образования органических отложений во внутрискважинном оборудовании при добыче высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей.

Объект исследования – нефтескважины, оборудованные погружными электроцентробежными насосами, на многопластовых месторождениях высокопарафинистой нефти Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Предмет исследования – физико-химические процессы, протекающие в объекте исследования в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений.

Методология и методы исследования. Решение поставленных задач осуществлялось с помощью комплекса теоретических и экспериментальных работ с использованием стандартных и разработанных методик проведения исследований. Экспериментальные исследования проводились с использованием современного оборудования, прошедшего государственную аттестацию и поверку. Обработка экспериментальных данных осуществлялась методами математической статистики.

Научная новизна работы:

1. По результатам реологических исследований высокозастывающей аномальной нефти (с содержанием парафина свыше 30 % масс.) установлено снижение температуры начала структурообразования в исследуемом диапазоне скоростей сдвига (от 0 до 300 с⁻¹) на величину до 2,5 °С. В исследуемой области условно выделяется критическая скорость сдвига, выше которой температура начала структурообразования остается постоянной.

2. Установлены зависимости изменения интенсивности образования органических отложений, группового углеводородного состава и структурно-механических свойств высокозастывающей аномальной нефти при её смешении в различных соотношениях с нефтью, характеризующейся меньшим содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств.

3. Установлены условия и область эффективного применения нового ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А, представляющего собой водную дисперсию амфифильного полимера, получаемого по технологии контролируемой радикальной полимеризации, и реологическое поведение обработанных реагентом высокопарафинистых нефтей и их смесей в широком диапазоне температур и скоростей сдвига.

Положения, выносимые на защиту:

1. Установленные зависимости структурно-механических свойств высокозастывающей аномальной нефти при разных температурных условиях и режимах течения позволяют с учетом вязкостно-температурной поправки обоснованно подходить к выбору режимов работы

добывающих скважин и систем внутринефтепромыслового сбора нефти, обеспечивающих снижение интенсивности образования органических отложений парафинового типа на внутренней поверхности внутрискважинного и наземного нефтепромыслового оборудования.

2. Смешение высокозастывающей аномальной нефти с нефтью, характеризующейся меньшим содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств, совместно с вводом ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А способствует улучшению её низкотемпературных свойств, снижению глубины и интенсивности образования органических отложений, что позволяет рекомендовать применение комплексной технологии предупреждения образования АСПО при добыче высокозастывающей аномальной нефти из многопластовых залежей.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Разработана методика специальных реологических исследований высокопарафинистой нефти, позволяющая обоснованно подходить к решению инженерно-технических задач, связанных с расчетом кривых распределения давления по стволу скважины при выборе скважинного оборудования и его режимов работы с учетом вязкостно-температурной поправки, определением глубины начала образования отложений парафина в скважине в зависимости от подачи насоса.

2. Разработана программа автоматизированной обработки вязкостно-температурных характеристик нефти для оценки фазового состояния в ней парафинов (Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018615299).

3. Разработаны новый ингибитор парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А и технология обработки им высокопарафинистой нефти (с содержанием парафина от 12 до 32 % масс).

4. Обоснованы возможность и условия применения разработанного комплекса технологических решений, направленных на повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных ЭЦН, при добыче высокозастывающей аномальной нефти из многопластовых залежей (Патент РФ № 2766996).

5. Опытные-промысловые испытания, проведенные на добывающих скважинах Кыртаельского месторождения, показали эффективность разработанного ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А при добыче высокозастывающей аномальной нефти эйфельского яруса.

6. Результаты исследования были использованы в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» и послужили основой при выполнении работ по опытно-промышленным испытаниям. Получен акт о применении результатов (приложение В).

Достоверность и обоснованность научных положений и рекомендаций подтверждена теоретическими, экспериментальными и опытно-промышленными исследованиями, сходимостью расчетных и экспериментальных величин, воспроизводимостью полученных результатов.

Апробация результатов. Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации работы представлялись на следующих международных и региональных научно-практических конференциях и форумах: XI Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» в рамках VII Всероссийского молодежного форума «Нефтегазовое и горное дело» (г. Пермь, 2018 г.); VI Международной Конференции «NANOTECHNOILGAS-2018» (г. Москва, 2018 г.); XV Международном форуме-конкурсе студентов и молодых ученых «Актуальные проблемы недропользования» (г. Санкт-Петербург, 2019 г.); XII Российско-Германском сырьевом форуме (г. Санкт-Петербург, 2019 г.); 75-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ - 2021» (г. Москва, 2021 г.); V Международной молодежной конференции «Tatarstan UpExPro 2021» (г. Казань, 2021). Исследования поддержаны персональным грантом и субсидиями Комитета по науке и высшей школе Правительства Санкт-Петербурга в 2018 – 2021 гг.

Личный вклад автора. Выполнен анализ ранее опубликованных материалов по теме диссертации; сформулированы цели и задачи исследований; проведен обширный комплекс теоретических и экспериментальных исследований; принято участие в проведении опытно-промышленных испытаний; выполнена обработка и интерпретация полученных результатов; сформулированы основные защищаемые положения и выводы.

Публикации. Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 12 печатных работах, в том числе в 4 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК); в 4 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получены 1 патент (приложение Б) на изобретение и 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ (приложение А).

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 153 наименования. Материал диссертации изложен на 179 страницах машинописного текста, содержит 31 таблицу, 99 рисунков и 3 приложения.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность и признательность за неоценимую помощь и внимание научному руководителю д.т.н., профессору *Рогачеву М.К.* Автор искренне признателен и благодарен *Акшаеву В.И., Кулешу А.В.* и д.г.-м.н., профессору

Прищепе О.М. за оказанную помощь, полезные советы и замечания в процессе подготовки диссертационной работы. Отдельная благодарность выражается за совместную работу научным сотрудникам и специалистам института «ПермНИПИнефть»: *Лапишиной С.А., Быкову С.Е., Митрошину А.В.* и *Габнасырову Р.М.*, а также специалистам ООО «Газпромнефть НТЦ»: *Кузьмину М.И.* и *Кибиреву Е.А.* Автор благодарен за помощь и содействие сотрудникам кафедры РНГМ Санкт-Петербургского горного университета, а также коллективу КЦДНГ-4 ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз».

ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С ОБРАЗОВАНИЕМ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ

Месторождения нефти с повышенным содержанием парафина широко распространены во всем мире [148, 149, 153]. В настоящее время разработка и внедрение передовых технологий добычи, подготовки и транспорта высокопарафинистых нефтей в сложных природно-климатических условиях приобретает особое значение, формируя инновационный потенциал для дальнейшего освоения месторождений Арктической зоны РФ [124]. Нефти по содержанию парафина делятся на три группы: малопарафинистые (менее 1,5 % масс.), парафинистые (от 1,5 до 6,0 % масс.) и высокопарафинистые (свыше 6,0 % масс.), а по содержанию смолисто-асфальтеновых веществ – на малосмолистые (менее 5,0 % масс.), смолистые (от 5,0 до 15,0 % масс.) и высокосмолистые (свыше 15,0 % масс.) [63]. В статье [55] предложено нефти с содержанием парафина свыше 6,0 % масс. дополнительно классифицировать на следующие подгруппы: умеренно парафинистые (от 6,0 до 10,0 % масс.), высокопарафинистые (от 10,0 до 20,0 % масс.) и сверхвысокопарафинистые (свыше 20,0 % масс.). Отмечается, что на долю нефти с содержанием парафина свыше 6,0 % масс. приходится около 27 % мировых запасов, половину из которых составляют высоко- и сверхвысокопарафинистые нефти.

В России и бывших странах СССР известно свыше 300 месторождений высокопарафинистой нефти. Основные запасы и объемы добычи высокозастывающей аномальной нефти в России приходятся на Тимано-Печорскую НПП [5, 121]. Государственным балансом запасов полезных ископаемых в Тимано-Печорской провинции на 01.01.2019 г. учтены 239 месторождений нефти и газа (из которых 213 нефтяных, 16 нефтегазоконденсатных, 5 газонефтяных и 5 нефтегазовых) с разбуренными технологическими извлекаемыми запасами нефти: на разрабатываемых месторождениях кат. $A+B_1$ – 1059,2 млн тонн, на разведываемых кат. C_1 – 281,2 млн тонн, всего (кат. $A+B_1+C_1$ – 1340,4 млн тонн). Неразбуренные извлекаемые запасы нефти на разрабатываемых месторождениях составляют кат. B_2 – 294,7 млн тонн, на разведываемых кат. C_2 – 305,3 млн тонн, всего (кат. B_2+C_2 – 600,0 млн тонн). Нефтегазоносность осадочного чехла охватывает широкий стратиграфический диапазон от верхнепротерозойских до среднетриасовых отложений с глубинами залегания залежей от 150 м до 5 км. Наибольшей ресурсной базой по нефти обладают следующие нефтегазоносные комплексы: верхневизейско-нижнепермский карбонатный, среднедевонско-франский терригенный, среднеордовикско-нижнедевонский и доманиково-турнейский карбонатный. Большинство месторождений являются многопластовыми [15, 69].

Доля Северо-Западного региона в структуре добычи нефти в РФ составляет от 5,4 до 6,2 %. Так, добыча нефти в 2019 году составила 31,2 млн тонн [117]. В краткосрочной

перспективе уровень ежегодной добычи нефти в Тимано-Печорской провинции может быть доведен, по разным оценкам, до 30-45 млн тонн. Активное освоение месторождений континентального шельфа Арктических морей (Баренцева, Печорского и Карского) позволит нарастить объемы добычи нефти в Тимано-Печорской провинции до 50 млн тонн в год [15]. Анализ распределения извлекаемых запасов нефти на месторождениях Ненецкого автономного округа и Республики Коми показывает, что на долю высокопарафинистой нефти приходится около 32,4 % от суммарных извлекаемых запасов нефти Тимано-Печорской НГП (таблица 1.1). С ростом объема ежегодной добычи нефти к 2035 г. до уровня 40 млн тонн ожидается неизбежное наращивание добычи трудноизвлекаемых запасов. При этом доля высокозастывающей аномальной нефти в общем объеме увеличится в 1,5...1,8 раза [69].

Таблица 1.1 – Распределение извлекаемых запасов нефти по содержанию парафина на месторождениях Тимано-Печорской провинции (по состоянию на 01.01.2019 г.) *

Запасы нефти (извлекаемые), млн тонн	Содержание парафина в нефти, % масс.		
	Менее 1,5	От 1,5 до 6,0	Свыше 6,0
Республика Коми	346,3	204,5	95,9
Ненецкий автономный округ	121,8	207,4	326,6
Всего	468,1	411,9	422,5

* по части запасов нефти данные в Госбалансе не приведены

1.1 Причины и механизм образования органических отложений

«Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) – это сложная структурированная дисперсная система, состоящая из парафинов (12...70 % масс.), смолисто-асфальтеновых веществ (5...40 % масс.), масел, воды и механических примесей в виде кварцевых зерен песчаника, глинистых частиц, солей и продуктов коррозии» [29, 78].

В работе [24] предложена следующая классификация типов АСПО в зависимости от соотношения компонентов, входящих в состав органических отложений:

- 1) асфальтеновый – $P/(C+A) < 0,9$;
- 2) парафиновый – $P/(C+A) > 1,1$;
- 3) смешанный – $P/(C+A) \approx 0,9...1,1$,

где P, C и A – содержание парафинов, смол и асфальтенов, % масс.

Несмотря на условность такого подхода, его использование на практике значительно упрощает выбор эффективных методов борьбы с АСПО с учетом их природы и состава.

В соответствии с общепринятыми взглядами [29, 93, 110], состав АСПО является непостоянным и может изменяться в широком диапазоне, как по стволу добывающей скважины, так и в пределах месторождения, и преимущественно определяется физико-химическими свойствами скважинной продукции, температурными условиями образования отложений, гидродинамикой газожидкостного потока, состоянием внутренней поверхности

оборудования, содержанием попутно-добываемой воды и наличием механических примесей. Основным фактором, влияющим на процессы кристаллизации парафиновых углеводородов в нефтяных дисперсных системах (НДС) и их свойства, является содержание основных структурообразующих компонентов: смолисто-асфальтовых веществ и высокомолекулярных n-алканов. При этом немаловажную роль играет взаимное соотношение высокомолекулярных смолисто-асфальтовых компонентов и парафиновых углеводородов в нефтяной системе [20].

«Основную долю АСПО составляют парафины, которые могут находиться в нефти в молекулярно-дисперсном или кристаллическом состоянии, и представляют собой сложную смесь предельных насыщенных алканов и церезинов» [78]. «Парафины – это углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{36}H_{74}$. Церезины – это смесь твердых предельных углеводородов от $C_{36}H_{74}$ до $C_{55}H_{112}$, преимущественно разветвленных и алифатических» [58, 93]. «Церезины от парафиновых углеводородов отличаются более высокой температурой кипения, молекулярной массой и плотностью, а также имеют мелкокристаллическую структуру» [57, 78]. Содержание парафина в органических отложениях колеблется в широких пределах (от 12 до 70 % масс.) и, как правило, увеличивается в направлении от забоя к устью скважины [111].

«Смолисто-асфальтовые вещества – это высокомолекулярные конденсированные гетероциклические соединения, содержащие углерод, водород, кислород, серу и азот, а также металлы (Fe, Mg, V, Ni, Ca, Cu, Ti, Mo и др.)» [40]. Состав смолисто-асфальтовых веществ варьируется в широких пределах и определяется химической природой нефти, а также степенью межмолекулярного взаимодействия (ММВ) компонентов [23, 102]. Как правило, содержание смол и асфальтенов в составе органических отложений изменяется в пределах от 5 до 40 % масс. и остается практически постоянным по длине колонны насосно-компрессорных труб (НКТ). Несмотря на незначительное содержание смол и асфальтенов в составе АСПО, их присутствие может оказывать существенное влияние на процессы фазового перехода парафина в нефти. Изучение механизма образования АСПО позволило сделать вывод о стабилизирующей роли смолистых компонентов нефти в процессах кристаллизации парафиновых углеводородов, что способствует образованию плотных трудносмываемых отложений [111]. Однако смолы, содержащиеся в незначительном количестве в нефти, могут выступать в роли природного ингибитора парафиноотложений. В отсутствие асфальтенов смолы легко адсорбируются на образующихся кристаллах парафина, тем самым замедляя процесс осадкообразования [16].

«Под механизмом формирования АСПО принято понимать совокупность процессов, обуславливающих образование и накопление твердой фазы на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования» [110]. Согласно современным представлениям, образование органических отложений может происходить по трем механизмам.

По *кристаллизационно-поверхностному механизму*, зарождение и рост парафиновых или

смешанных кристаллов происходит непосредственно на твердой поверхности и сопровождается формированием смоло-парафиновой пленки и постепенным увеличением количества органических отложений с течением времени за счет подпитки из нефтяной системы [13, 75].

По *осадочно-объёмному механизму*, образование парафиновых или смешанных кристаллов происходит непосредственно в газожидкостном потоке с последующим их закреплением на твердой поверхности и образованием органических отложений [140].

Смешанный механизм сочетает в себе особенности двух вышеописанных механизмов, которые проявляются в той или иной мере в зависимости от конкретных условий [29]. В тех случаях, когда газожидкостный поток обладает высокой несущей способностью по отношению к твердым кристаллам парафина, формирование и рост органических отложений на внутренней поверхности оборудования преимущественно происходит по кристаллизационно-поверхностному механизму. Так, начало образования АСПО наблюдается при контакте газожидкостного потока с поверхностью внутрискважинного оборудования при температурах, близких к температуре плавления парафина [128]. Вследствие локального снижения температуры нефти в пограничном ламинарном слое и возникновения радиального температурного градиента, способствующего образованию градиента концентрации растворенного парафина и движению его твердых частиц к стенкам оборудования, под действием сил молекулярной диффузии происходит адсорбция парафина и природных поверхностно-активных веществ на внутренней поверхности оборудования [137, 142]. В результате адсорбции на границе раздела фаз (жидкость – твердое тело) формируется устойчивый полимолекулярный слой, состоящий из кристаллов парафина, молекул смол, асфальтенов и нафтеновых кислот. При этом образование органических отложений происходит в основном за счет возникновения и роста кристаллов непосредственно при механическом сцеплении с шероховатой поверхностью, и последующего зарождения и роста кристаллов на образовавшейся смоло-парафиновой пленке [29].

К необходимым предпосылкам образования АСПО можно отнести следующие факторы: химический состав нефти, в частности, содержание в ней высокомолекулярных компонентов, склонных к структурообразованию; снижение температуры потока скважинной продукции ниже температуры насыщения нефти парафином вследствие теплопередачи в окружающую среду и разгазирования; наличие смоло-парафиновой подложки на границе раздела фаз (жидкость-твердое тело), обеспечивающей благоприятные условия для кристаллизации и закрепления на ней высокомолекулярных парафиновых углеводородов с достаточно прочным сцеплением их с поверхностью, исключающим возможность смыва органических отложений потоком скважинной продукции при заданном технологическом режиме [29, 93].

«Существенное влияние на образование органических отложений также оказывают

следующие факторы: снижение забойного давления и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы; интенсивное газовыделение; изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов; соотношение объема фаз смеси и компонентный состав углеводородов в каждой фазе; состояние и шероховатость внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования; наличие механических примесей и обводненность скважинной продукции» [29, 50]. Интенсивность образования АСПО зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут непрерывно изменяться от забоя к устью скважины, что, в свою очередь, приводит к изменению количества и состава отложений [93].

Основным фактором, определяющим момент образования отложений парафина, является температура потока. Согласно результатам промысловых исследований по оценке и роли процессов разгазирования и теплоотдачи в окружающую среду на снижение температуры нефти при её подъеме от забоя к устью скважины установлено, что разгазирование существенно влияет на температурный режим работы скважины и является одной из основных причин нарушения линейности кривой распределения температуры по стволу скважины. На участке «забой-мерник» потери тепла в окружающую среду приводят к снижению растворяющей способности нефти по отношению к парафину на 60 %, а разгазирование – на 40 %, из которых на охлаждающий эффект и потери легких фракций приходится 24 и 16 % соответственно [111]. Интенсивность образования органических отложений увеличивается с ростом дебита скважины, достигая своего максимума перед началом изменения движения потока от ламинарного к турбулентному режиму и уменьшаясь с увеличением турбулентности [1].

Глубина начала образования АСПО в добывающей скважине зависит от способа эксплуатации и технологического режима её работы (дебита, забойного и устьевого давлений, распределения температуры по стволу скважины), состояния внутренней поверхности колонны НКТ, термобарического состояния продуктивного пласта, компонентного состава и свойств скважинной продукции [21, 93, 110]. Основными участками образования органических отложений являются следующие элементы нефтепромыслового оборудования: погружные насосные установки, насосно-компрессорные трубы, фонтанная арматура, выкидные линии от скважин до групповых замерных установок, а также система внутривысокого сбора и транспорта нефти [50, 70]. В тех случаях, когда пластовая температура становится близкой к температуре насыщения нефти парафином вследствие охлаждения продуктивного пласта при длительном нагнетании холодных вод либо забойное давление становится намного ниже давления насыщения нефти газом, возникает высокая вероятность образования органических отложений в призабойной зоне продуктивного пласта [26].

1.2 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

К настоящему времени разработано значительное количество методов борьбы с образованием АСПО, которые применяются как для предупреждения образования, так и удаления уже сформировавшихся органических отложений [29, 50, 58]. Промысловый опыт показывает, что наиболее эффективным является применение комплексных методов и технологий предотвращения образования органических отложений, что позволяет свести к минимуму риски возникновения осложнений при эксплуатации нефтедобывающих скважин, повысить межочистной и межремонтный периоды их работы, а также исключить эффект «пилообразного» изменения дебита скважины в случае периодического применения методов удаления АСПО [93]. В тех случаях, когда межочистной период работы скважины составляет менее 30 суток, наиболее перспективными являются способы ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования [29].

Физико-химические свойства и состав скважинной продукции, дебит и способ эксплуатации скважины, интенсивность и интервал парафинообразования, компонентный состав органических отложений являются наиболее важными факторами, определяющими эффективность применения тех или иных методов борьбы с АСПО [41, 58, 76]. Основными критериями технологической эффективности проводимых мероприятий по предупреждению образования и удалению органических отложений во внутрискважинном оборудовании являются такие показатели, как межочистной и межремонтный периоды работы добывающих скважин. Данные показатели, с одной стороны, характеризуют условия эксплуатации скважин, а с другой, состояние и качество работ, проводимых по подбору, обслуживанию и ремонту внутрискважинного оборудования, в том числе эффективность мероприятий по предупреждению образования органических отложений и их удалению. Правильный выбор технических средств и технологий борьбы с АСПО с учетом геолого-физических условий разработки нефтяного месторождения должен обеспечивать снижение количества или полное исключение промывок и подземных ремонтов, связанных с парафинизацией нефтепромыслового оборудования [113].

1.2.1 Методы предупреждения образования органических отложений

В настоящее время предложены и широко применяются следующие методы предотвращения образования АСПО [29, 51, 93]: применение защитных покрытий, тепловые, физические, химические и комбинированные.

Применение защитных покрытий

Высокую экономическую эффективность в области предупреждения образования отложений парафина в колонне подъемных труб и выкидных линиях удалось достигнуть путем применения насосно-компрессорных труб со специальным защитным покрытием их

внутренней поверхности. В основу данного метода положен не только принцип достижения гладкости поверхности покрытия, но и снижения сил адгезии высокомолекулярных компонентов нефти к гидрофильной поверхности в граничной области раздела фаз [70, 96]. В качестве таких покрытий используются лакокрасочные (бакелитовый и этиленовый лаки, эпоксидные смолы), силикатно-эмалевые, стеклоэмалевые и полимерные [27]. Результаты опытно-промысловых испытаний НКТ с различными видами защитных покрытий показали, что при одинаковой степени обработки поверхности наибольшей адгезионной устойчивостью к налипанию АСПО обладают остеклованные трубы [110, 111].

Дополнительным преимуществом применения НКТ с защитным покрытием является их повышенная стойкость против коррозионного разрушения, предупреждение образования солепарафиноотложений, а также улучшение гидравлических характеристик газожидкостного потока вследствие снижения шероховатости внутренней поверхности труб [22].

Основными факторами, сдерживающими массовое применение футерованных труб в нефтедобыче, являются их высокая стоимость, низкие прочностные свойства защитных покрытий, кратковременность эффекта предупреждения образования АСПО и резкое локальное усиление процессов парафинообразования в случае незначительных повреждений и нарушения целостности защитного покрытия [75, 93].

Область эффективного применения НКТ с защитным покрытием во многом определяется дебитом и способом эксплуатации скважины, влияющем на интенсивность образования органических отложений, их срыва с поверхности и выноса восходящим потоком. Необходимым условием, обеспечивающим высокую эффективность данного метода, является установка НКТ с защитным покрытием в парафиноопасном интервале скважины [93].

Тепловые методы

Тепловые методы предупреждения образования АСПО основаны на поддержании температуры потока скважинной продукции выше температуры насыщения нефти парафина. К ним относятся применение теплоизолированных труб; греющих кабельных линий, смонтированных на внешней или внутренней поверхности колонны НКТ; индукционных и электрических нагревателей [93, 120].

К основным недостаткам тепловых методов относятся их высокая энергозатратность и низкий срок службы нагревательных элементов [29].

Физические методы

К физическим методам предупреждения образования АСПО относятся применение магнитных и электромагнитных полей для воздействия на скважинную продукцию; создание ультразвуковых и вибрационных колебаний в области парафинообразования для микроперемещения и препятствия к осаждению кристаллов парафина на внутренней

поверхности нефтепромыслового оборудования [93, 127]. Наиболее перспективным среди физических методов борьбы с АСПО является применение магнитных активаторов различной конструкции. Под действием магнитного поля в газожидкостном потоке происходит диспергирование крупных агрегатов, содержащихся в нефти и попутно-добываемой воде в концентрации от 10 до 100 г/т и состоящих из субмикронных ферромагнитных частиц соединений железа. Образование устойчивой тонкодисперсной взвеси из микрочастиц разрушенных агрегатов способствует снижению интенсивности образования органических отложений пропорционально уменьшению средних размеров центров кристаллизации парафиновых углеводородов [19, 116].

В настоящее время физические методы предупреждения образования АСПО ограниченно применяются в практике добычи высокопарафинистой нефти в связи со сложностью выбора оптимальных условий проведения обработок и низкой эффективностью данных методов [29, 93].

Химические методы

Одним из наиболее эффективных способов предупреждения образования АСПО во внутрискважинном и наземном нефтепромысловом оборудовании является применение специальных химических реагентов – ингибиторов парафиноотложений. Основными преимуществами использования ингибиторов парафиноотложений являются пролонгированный характер их действия и высокая эффективность при весьма малых концентрациях при условии правильного подбора с учетом состава и свойств скважинной продукции, а также технологии её обработки [78]. Несмотря на многообразие разработанных ингибиторов парафиноотложений, механизм их действия заключается в изменении адсорбционных процессов и межмолекулярных сил, действующих на границе раздела фаз: дисперсная фаза-нефть, нефть – твердая поверхность [49]. Среди ингибиторов парафиноотложений выделяются реагенты смачивающего, модифицирующего, депрессорного, диспергирующего и комплексного действия [29, 51].

«Реагенты смачивающего (гидрофилизирующего) действия адсорбируются и образуют на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования защитную гидрофильную пленку, препятствующую адгезии гидрофобных кристаллов парафина и природных поверхностно-активных веществ (ПАВ). К данной группе относятся полиакриламид, кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов, многоатомные спирты, водные растворы неионогенных и синтетических полимерных ПАВ» [103].

Успешность применения реагентов смачивающего действия во многом зависит от объема и качества выполненных мероприятий по предварительной очистке нефтепромыслового оборудования от органических отложений. Применение смачивателей является

малоэффективным при добыче высокопарафинистой нефти, а также скважинной продукции с низким содержанием попутно-добываемой воды [29].

Модификаторы при взаимодействии с кристаллами парафина изменяют их форму и поверхностную энергию, что обеспечивает предотвращение или снижение способности кристаллов парафина к взаимодействию между собой и твердой поверхностью. Образование устойчивой суспензии парафина в нефти способствует её выносу восходящим потоком без образования отложений во внутрискважинном оборудовании. Среди модификаторов широкое применение нашли химические реагенты, активным компонентом которых являются высокомолекулярные полимеры и композиции на их основе. «К ним относятся сополимеры этилена и полярных мономеров (виниловых эфиров жирных кислот, эфиров акриловой кислоты); полиолефины с чередующимися полярными группами (полиэтилен, полиизобутилен); модификаторы на основе атактического пропилена и др.» [103].

«Состав и природа модификатора обуславливают механизм его взаимодействия с кристаллами парафина, который может проявляться в следующих формах:

- 1) модификатор осаждается из раствора при температуре выше температуры помутнения нефти с образованием многочисленных центров кристаллизации;
- 2) модификатор осаждается из раствора при температуре помутнения нефти и сокристаллизуется с кристаллами парафина;
- 3) модификатор осаждается из раствора при температуре ниже температуры помутнения нефти и адсорбируется на образовавшихся кристаллах парафина» [112].

Эффективность применения модификаторов зависит от ряда условий, основным из которых является ввод при температуре выше температуры плавления парафина. Другим фактором, влияющим на эффективность действия модификаторов, является содержание в нефти смолисто-асфальтеновых веществ, доля которых не должна быть выше, чем содержание парафина, а обводненность скважинной продукции должна составлять не более 15 % [29].

Реагенты депрессорного действия обладают способностью к адсорбции на поверхности образующихся кристаллов парафиновых углеводородов и (или) сокристаллизации с ними с образованием смешанных кристаллов, что предотвращает рост и взаимодействие кристаллов парафина между собой, образование прочных пространственных структур в нефти, замедляя тем самым процесс гелеобразования. Депрессоры характеризуются способностью к снижению температур насыщения нефти парафином и её застывания, что приводит к улучшению низкотемпературных свойств обработанной нефти [29]. «К депрессорам относятся сополимеры этилена с полярным мономером (винилацетатом, алкил(мет)акрилатом); полиолефины; полимеры алкил(мет)акрилатов; полимеры производные малеиновой и фумаровой кислот; сложные эфиры и высшие спирты» [108].

Эффективность действия депрессоров определяется их молекулярной массой и строением молекул активного компонента. Как правило, полимерные присадки содержат молекулы с длинной алкильной цепью нормального строения, а неполимерные – ароматические группы с конденсированными бензольными кольцами, что позволяет молекулам с таким строением свободно адсорбироваться на кристаллах парафина [108].

«Реагенты диспергирующего (детергентного) действия» оказывают влияние на процесс кристаллизации парафиновых углеводородов на макромолекулярном уровне с образованием адсорбционного слоя из молекул активного вещества на мелких зародышах кристаллов, препятствуя их росту, когезии между собой и адгезии на внутренней поверхности оборудования» [29]. Реагенты диспергирующего действия, как правило, применяются в качестве отдельных компонентов ингибиторов парафиноотложений комплексного действия и удалителей АСПО. К диспергаторам относятся соли металлов, жирные кислоты и их соли, соли высших синтетических жирных кислот, нефтерастворимые ионогенные и неионогенные ПАВ, силикатно-сульфенольные растворы, малорастворимые амины и др. [49, 79].

Реагенты комплексного действия представляют собой многокомпонентные композиции, обладающие синергетическим эффектом, что позволяет существенно снизить дозировку и повысить эффективность действия реагента [87, 132]. В настоящее время приоритетной задачей в области разработки новых химических составов и композиций является получение эффективных и недорогих присадок депрессорно-модифицирующего и депрессорно-диспергирующего действия, направленных как на улучшение низкотемпературных свойств высокопарафинистых нефтей, так и предупреждение образования АСПО во внутрискважинном и наземном оборудовании при добыче таких нефтей [4]. Большое внимание уделяется разработке ингибиторов парафиноотложений комплексного действия, дополнительно обладающих деэмульгирующими, антикоррозионными или противотурбулентными свойствами, а также химических композиций, направленных на предупреждение образования отложений сложного состава (солепарафиноотложений, гидратопарафиноотложений и др.) [29].

1.2.2 Методы удаления органических отложений

В случае, если предотвратить образование АСПО во внутрискважинном и наземном нефтепромысловом оборудовании не удастся, то применяются различные способы удаления органических отложений. Среди них широкое применение получили механические, тепловые, химические и комбинированные методы [51, 58, 93].

Механические методы

Механические методы удаления органических отложений основаны на периодическом удалении отложений с внутренней поверхности подъемных труб специальными скребками,

спускаемыми на глубину начала их образования. Диаметр скребка и межочистной период для каждой скважины устанавливается опытным путем [70].

Установки по депарафинизации скважин по принципу действия и способу осуществления спускоподъемных операций скребкового оборудования подразделяются на следующие виды:

1) механизмы с полуавтоматическим приводом (стационарные или передвижные с приводом от транспортной базы) [56];

2) механизмы с автоматическим приводом (лебедка МДСА «Сулейманова») [91];

3) «летающие» скребки (возвратно-поступательное движение скребка, оснащенного ножами-крыльями, в колонне НКТ осуществляется под действием восходящего потока скважинной продукции) [1, 93];

4) пластинчатые, спиральные штанговые скребки, скребки-центраторы в комплексе со штанговращателем (удаление органических отложений с внутренней поверхности колонны НКТ происходит при возвратно-поступательном и (или) вращательном движении колонны штанг).

Как показывает практика, регулярное применение методов механической очистки колонны НКТ с помощью скребков различной конструкции при добыче высокозастывающей аномальной нефти приводит к резкому росту случаев возникновения осложнений при проведении спускоподъемных операций скребкового оборудования и, как следствие, сокращению межремонтного периода работы скважин и снижению текущей добычи.

Тепловые методы

Альтернативой механическому способу очистки колонны НКТ стал термический способ депарафинизации. Удаление АСПО во внутрискважинном оборудовании с помощью тепловых методов достигается при постоянном или периодическом прогреве интервалов парафинообразования до температуры, превышающей температуру плавления органических отложений (выше +50 °С). В настоящее время широко используются следующие методы теплового воздействия: промывки внутрискважинного оборудования и выкидных линий горячей нефтью или водой (с добавлением неионогенных и катионных ПАВ моющего и диспергирующего действия); воздействие острым паром с привлечением спецтехники; применение греющих кабельных линий, смонтированных на внешней или внутренней поверхности колонны НКТ; скважинных электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей) [58, 84].

Основными недостатками тепловых методов, ограничивающих их применение, являются высокие энергозатраты, необходимость привлечения спецтехники для проведения работ, низкая эффективность промывок с применением теплоносителей при значительных глубинах

образования АСПО в скважине, риски повторного формирования более тугоплавких плотных отложений при неполном расплавлении высокомолекулярных парафинов [29, 58].

Химические методы

Одним из наиболее известных и распространенных способов удаления АСПО является применение как индивидуальных углеводородных растворителей, так и композиций на их основе. В общем случае механизм действия углеводородного растворителя при удалении органических отложений с поверхности нефтепромыслового оборудования заключается в первоначальной адсорбции его молекул на поверхности отложений за счет сил ММВ, изменении поверхностных свойств и снижении сил сцепления частиц отложений с твердой поверхностью, их растворении с последующим выносом продуктов химической реакции потоком скважинной продукции [40, 97]. Химические составы, используемые в нефтедобыче с целью удаления органических отложений, классифицируют на следующие группы: индивидуальные растворители; растворители природного характера; продукты и отходы нефтепереработки и нефтехимии и их смеси; растворители и их многокомпонентные композиции с добавлением ПАВ; удалители на водной основе и их смеси моющего (диспергирующего) действия [30]. Наиболее эффективным способом удаления органических отложений является применение растворителей и их композиций с добавлением ПАВ [86].

Многочисленные результаты исследований по физико-химическому обоснованию выбора эффективных растворителей и их композиций для удаления органических отложений определенного компонентного состава позволили сформулировать основные требования к оптимальному составу углеводородного растворителя: основа растворителя должна представлять собой смесь алифатических, нафтеновых и ароматических гетероатомных полярных компонентов в соотношении, обеспечивающем максимум растворимости; добавление ПАВ к основе растворителя способствует повышению поверхностной активности и диспергирующей способности растворителя [29, 78, 97]. Основной задачей целенаправленного выбора эффективных растворителей и их композиций для удаления органических отложений определенного компонентного состава является установление зависимостей между термодинамическими и кинетическими параметрами растворения многокомпонентных органических отложений и составом растворителя [52].

1.2.3 Способы подачи ингибиторов парафиноотложений в скважину

При выборе способа подачи ингибитора парафиноотложений в скважину необходимо учитывать не только геолого-физические особенности объекта разработки, физико-химические свойства скважинной продукции, способ эксплуатации и режим работы скважины, но и природу и механизм действия химического реагента [29].

К настоящему времени разработаны и применяются следующие технологические способы ингибирования органических отложений в скважине:

1) многообъемная (одно- или многократная) подача ингибитора АСПО в затрубное пространство насосным агрегатом [29, 93];

2) периодическая или непрерывная подача ингибитора АСПО в затрубное пространство, на прием погружного насоса или в интервал перфорации по скважинному капиллярному трубопроводу с применением устьевых дозирующих устройств [29, 126];

3) применение скважинных перфорированных контейнеров, наполненных твердыми ингибиторами АСПО [73, 93];

4) обработка призабойной зоны продуктивного пласта ингибитором АСПО [29, 103].

Наиболее широкое распространение в силу своей надежности и эффективности получил способ капиллярной подачи химического реагента на прием погружного насоса или в интервал перфорации [29]. Однако данный метод обладает рядом недостатков, основным из которых является необходимость периодического обслуживания и контроля параметров работы дозирующей установки.

1.3 Структурно-механические свойства высокопарафинистых нефтей.

Методы улучшения низкотемпературных свойств высокозастывающих аномальных нефтей

Вопросы реологии и гидродинамики различных аномальных жидкостей, в том числе результаты исследования структурно-механических свойств парафинистых нефтей, рассмотрены в работах М.П. Воларовича, М.А. Геймана, И.Ф. Глумова, В.В. Девликамова, Т.П. Жузе, П.В. Жуйко, А.Х. Мирзаджанзаде, Н.В. Михайлова, М.К. Рогачева, Л.М. Рузина, В.П. Тронова, Р.А. Фридмана, Г.И. Фукса, В.И. Цветкова, Р.И. Щищенко и многих др.

В многочисленных работах [38, 47, 81, 99, 121] показано, что нефти с высоким содержанием парафина при температурах выше температуры его плавления относятся к ньютоновским жидкостям. Однако реологическое поведение высокопарафинистых нефтей при температурах ниже температуры насыщения их парафином становится более сложным и выражается в проявлении сверханомалий вязкости и наличии структурно-механических (вязкопластичных, тиксотропных и вязкоупругих) свойств. При этом характерные изменения реологических свойств парафинсодержащих дисперсных систем при их охлаждении, связанные с переходом от ньютоновского к неньютоновскому типу жидкости, объясняются процессами образования первичных центров кристаллизации и их ростом, увеличением числа и размеров кристаллических структур, приводящих к формированию прочной пространственной структуры кристаллизационного типа. При добыче, внутривнепромисловом сборе и транспорте

высокопарафинистых нефтей необходимо знать и учитывать особенности их реологического поведения при разных температурных условиях и режимах течения с целью снижения рисков возникновения осложнений, связанных с нарушением работы нефтепромыслового оборудования, а также разработки новых и совершенствования существующих методов улучшения низкотемпературных свойств высокозастывающих аномальных нефтей.

Для описания деформационного поведения различных структурированных дисперсных систем предложено более 30 реологических моделей, передающих в определенном диапазоне напряжений сдвига отдельные особенности реального течения. Многочисленные исследования структурно-механических свойств высокопарафинистых нефтей месторождений Казахстана, Туркменистана, Узбекистана, Украины, а также отдельных регионов России (Республики Коми, Сахалинской, Самарской и Томской областей) показывают, что нефти с высоким содержанием парафина и смолисто-асфальтеновых веществ относятся к вязкопластичным жидкостям и адекватно описываются реологической моделью течения неньютоновских жидкостей Шведова-Бингама согласно уравнению 1.1 [26, 36, 61, 77]:

$$\tau = \tau_0 + \mu_{\text{пл}} \cdot \dot{\gamma} \quad (1.1)$$

где τ_0 – предельное напряжение сдвига (предел текучести), превышение которого приводит к возникновению вязкого течения, Па;

$\mu_{\text{пл}}$ – коэффициент пластической (структурной) вязкости, Па·с;

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с^{-1} .

В основу реологической модели течения Шведова-Бингама положено представление о наличии у покоящейся жидкости достаточно прочной пространственной структуры, способной сопротивляться приложенному напряжению до тех пор, пока его величина не превысит предел текучести τ_0 . При действующих напряжениях сдвига $\tau > \tau_0$ структура в жидкости полностью разрушается, и дисперсная система ведет себя как ньютоновская жидкость [61, 77, 130].

Кривые течения нефтей с высоким содержанием структурообразующих компонентов характеризуются значительной нелинейностью. К основным уравнениям, описывающим с различной степенью приближения реологическое поведение структурированных дисперсных систем с учетом наличия предельного напряжения сдвига и нелинейности кривой их течения, относятся модели Гершеля-Балкли, Кэссона и З.П. Шульмана [61].

Модель Гершеля-Балкли [77, 130] представляет собой реологическое уравнение Оствальда-де Ваале (степенной закон) с добавлением предела текучести τ_0 (уравнение 1.2):

$$\tau = \tau_0 + K \cdot \dot{\gamma}^n \quad (1.2)$$

где K – показатель консистентности (чем выше вязкость, тем больше значение K), Па·сⁿ;

n – показатель поведения (индекс течения).

Реологическое уравнение Кэссона [61, 77, 141] выражается в корневых координатах и представляет собой микрореологическую модель, связывающую коэффициенты Кэссона τ_c и η_c с физико-химическими характеристиками системы (уравнение 1.3):

$$\tau^{1/2} = \tau_c^{1/2} + \eta_c^{1/2} \cdot \dot{\gamma}^{1/2} \quad (1.3)$$

где τ_c – предельное динамическое напряжение сдвига (по Кэссону), Па^{1/2};

η_c – коэффициент вязкости (по Кэссону), (Па·с)^{1/2}.

Модель З.П. Шульмана [131] представляет собой обобщение реологических уравнений Кэссона и Шведова-Бингама и имеет следующий вид (уравнение 1.4):

$$\tau^{1/n} = \tau_0^{1/m} + [\eta \cdot \dot{\gamma}]^{1/m} \quad (1.4)$$

где n и m – положительные постоянные (с целью упрощения расчетов допускается принимать их значения равными друг другу).

Основным недостатком реологических уравнений Гершеля-Балкли и З.П. Шульмана является отсутствие микрореологической модели, связывающей реологические коэффициенты со структурно-реологическими характеристиками системы (не учитываются силы взаимодействия между частицами, строение и размер агрегатов) [61].

Высокопарафинистые нефти при температурах близких к температуре их застывания и ниже обладают выраженными тиксотропными и вязкоупругими свойствами [81, 145].

«К тиксотропным жидкостям относятся структурированные дисперсные системы, обладающие способностью к изотермическому восстановлению структуры, разрушенной при механическом воздействии» [130]. Степень разрушения структуры во многом зависит от скорости течения (сдвига). В случае течения жидкости с постоянной скоростью устанавливается динамическое равновесие процессов разрушения и восстановления связей между частицами дисперсной фазы. В состоянии покоя структура в дисперсной системе вновь упрочняется [38, 61, 77]. Метод количественной оценки тиксотропии заключается в последовательном снятии кривых течения исследуемой жидкости при прямом и обратном ходе в пределах единого цикла измерений. Площадь полученной таким образом петли гистерезиса, отнесенной к объему подвергнутого сдвигу образца, характеризует величину механической энергии, затрачиваемой на разрушение тиксотропной структуры [130].

«К вязкоупругим жидкостям относятся структурированные дисперсные системы, проявляющие свойства как твердого (упругого) тела, так и вязкой жидкости, обладающей способностью к упругому восстановлению своей формы после снятия напряжения» [99, 130]. Сложное поведение вязкоупругих жидкостей может быть описано с использованием различных

механических моделей [130]. Так, механическое выражение упругих свойств структурированной дисперсной системы описывается величиной деформации пружины (по закону Гука), а вязкой составляющей – сопротивлением, возникающим при движении поршня в заполненном маслом цилиндре (по закону Ньютона). Замкнутая система, образованная при последовательном соединении упругого и вязкого элементов, представляет собой простейшую механическую модель вязкоупругой жидкости, поведение которой подчиняется закону Максвелла для деформации. Количественная оценка параметров, характеризующих вязкоупругие свойства структурированной дисперсной системы, может быть осуществлена по методике Кросса с использованием уравнения 1.5 [145]:

$$\frac{1}{\eta_{\text{эф}}^2} = \frac{1}{\eta_t^2} + \frac{\tau^2}{4G^2\eta_t^2} \quad (1.5)$$

где $\eta_{\text{эф}}$ – эффективная вязкость жидкости, Па·с;

η_t – значение вязкости жидкости в момент времени t (истинная вязкость по Кроссу), Па·с;

G – модуль сдвиговой упругости жидкости, Па.

По графику, построенному в координатах $\left(\frac{1}{\eta_{\text{эф}}^2}; \tau^2\right)$, определяются характерные участки, соответствующие проявлению линейных и нелинейных вязкоупругих свойств исследуемой жидкости.

К основным методам воздействия на парафинсодержащие дисперсные системы с целью улучшения их низкотемпературных свойств относятся тепловые, физические и химические [53]. К тепловым методам относятся применение греющих кабелей, индукционных нагревателей и печей подогрева, а также термообработка высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов. Физические методы обработки парафинсодержащих дисперсных систем основаны на применении электрических, магнитных, электромагнитных и акустических полей. Наибольшее распространение получили методы улучшения низкотемпературных свойств высокозастывающих аномальных нефтей, основанные на применении химических реагентов (ингибиторов парафиноотложений, понизителей вязкости и депрессорных присадок) [108].

Создание основ методологии исследования структурно-механических свойств аномальных нефтей позволило разработать и усовершенствовать основные принципы управления реологическими свойствами высокопарафинистых и высоковязких нефтей при их добыче, внутривысоком сборе и транспорте в условиях Крайнего Севера. Результаты многолетних экспериментальных и опытно-промысловых исследований, выполненных сотрудниками института «ПечорНИПИнефть» (г. Ухта) и изложенные в работах [43, 44, 45, 46], подтверждают наличие у высокопарафинистых и высоковязких нефтей Тимано-Печорской

провинции сильно выраженных структурно-механических свойств в области положительных температур, в том числе и в газонасыщенном состоянии. Для снижения сверханомалий вязкости структурированных парафинсодержащих дисперсных систем разработан и успешно применяется комплекс управления реологическими свойствами высокозастывающих аномальных нефтей, включающий в себя следующие виды воздействия: газонасыщение, термообработка, разбавление, химическая обработка, механическое воздействие и обработка электромагнитным полем [47]. Наибольший реологический эффект улучшения низкотемпературных свойств высокопарафинистой нефти (с содержанием парафина свыше 20 % масс.) обеспечивается путем применения следующих комплексных технологий:

1) термообработка нефти, предварительно обработанной эффективным ингибитором парафиноотложений (или депрессорной присадкой) [2];

2) термообработка нефти с последующим её разбавлением конденсатом в пределах 15...20 % от начального объема.

Применение комбинированных методов управления реологическими свойствами высокозастывающих нефтей способствует снижению их эффективной вязкости и предельного напряжения сдвига на порядок, а температуры застывания на величину до 20 °С [47].

1.4 Влияние поверхностно-активных веществ на процессы кристаллизации и структурообразования в парафинсодержащих дисперсных системах

Результаты многолетних исследований процессов кристаллизации парафиновых углеводородов и структурообразования в парафинсодержащих дисперсных системах при пониженных температурах и влиянию ПАВ (депрессорных присадок) на эти процессы изложены в работах Э.А. Александровой, Д.С. Великовского, Л.Г. Гурвича, Т.П. Жузе, П.А. Ребиндера, П.И. Санина, Б.Г. Тычинина, Г.И. Фукса, Н.И. Черножукова и многих др.

Улучшение реологических свойств высокопарафинистых нефтей путем их обработки депрессорными присадками относится к одному из видов физико-химического воздействия, влияющего на условия и характер взаимодействия частиц дисперсной фазы, их размеры, количество и форму [108]. Согласно данным, приведенным в работах [121, 122, 123], можно заключить, что добавление эффективной полимерной депрессорной присадки к высокопарафинистой нефти приводит к формированию кристаллов парафина с повышенной степенью дисперсности, способных свободно перемещаться в жидкой фазе.

1.4.1 Общие представления о природе нефтяных дисперсных систем

«Нефть представляет собой сложную многокомпонентную термодинамически неустойчивую дисперсную систему, основными структурообразующими компонентами которой являются парафиновые углеводороды и смолисто-асфальтеновые вещества» [38].

«Углеводороды в нефти представлены следующими гомологическими рядами: алканы, циклоалканы (нафтены), арены (ароматические) и смешанные (гибридные, парафино-нафтеновые, нафтено-ароматические, парафино-нафтено-ароматические)» [58, 95]. Парафины – предельные или насыщенные углеводороды, содержание которых в нефти (в зависимости от её природы) может составлять от 10 до 70 % [29]. «В зависимости от фракционного состава, температуры плавления и кристаллической структуры парафиновые углеводороды делятся на жидкие, твердые и микрокристаллические (церезины)» [95]. К жидким парафинам относятся алканы нормального строения с числом атомов углерода от C_5 до C_{16} с температурой кипения от 180 до 370 °С. Твердые парафины состоят преимущественно из n-алканов с числом атомов углерода от C_{16} до C_{36} , а также небольшого количества изо- и циклоалканов с температурой кипения от 300 до 500 °С [58]. В зависимости от температуры плавления твердые парафины делятся на низкоплавкие (от 28 до 45 °С), среднеплавкие (от 45 до 60 °С) и высокоплавкие (от 60 °С и выше) [29]. Церезины представляют собой смесь твердых высокоплавких предельных углеводородов с числом атомов углерода от C_{36} до C_{55} , преимущественно изо- и циклостроения. В отличие от парафинов церезины имеют микрокристаллическую структуру и состоят из слаборазветвленных изоалканов, нафтенов с длинными боковыми цепями нормального и изостроения, а также ароматических углеводородов с небольшим числом колец в молекуле, характеризуются более высокой температурой плавления и молекулярной массой [57, 58]. В зависимости от температуры, содержания и состава парафиновые углеводороды в нефти могут находиться в растворенном (молекулярно-дисперсном), жидкокристаллическом или твердом состоянии [95, 108].

«Смолисто-асфальтеновые вещества – высокомолекулярные конденсированные гетероциклические соединения, в состав которых входят углерод (78-88 %), водород (8-10 %), гетероатомы (кислород, сера и азот) с содержанием от 4 до 14 %, а также металлы (Fe, Mg, V, Ni, Ca, Cu, Ti, Mo, Cr и др.), входящие в состав металлокомплексов (порфиринов)» [29, 102]. «Состав молекул смол и асфальтенов варьируется в широких пределах и определяется главным образом химической природой нефти» [95].

Смолы – вязкие малоподвижные жидкости или твердые аморфные вещества от темно-коричневого до темно-бурого цвета, молекулярная масса которых колеблется в пределах от 500 до 1200 а.е.м. [18, 102]. Смолы обладают хорошей растворимостью во всех органических растворителях, в том числе и в низкокипящих алканах. Содержание смол в составе некоторых высоковязких нефтей и природных битумов может достигать до 50 % [29]. Углеводородная составляющая смол преимущественно состоит из конденсированных ароматических и нафтеновых циклов с разветвленными алифатическими цепями [95, 102].

Асфальтены – наиболее высокомолекулярные гетероциклические соединения в нефти, молекулы которых представляют собой полициклические ароматические сильно конденсированные структуры с короткими алифатическими цепями. Молекулярная масса асфальтенов колеблется от 1200 до 6000 а.е.м. и выше [95]. Содержание асфальтенов в различных нефтях составляет от следов до 20 % и более. Асфальтены хорошо растворимы в нафтеновых и ароматических растворителях и не растворимы в предельных углеводородных растворителях, петролейном эфире и ацетоне [58]. В силу особенностей химического состава и строения молекулы асфальтенов обладают повышенной склонностью к образованию надмолекулярных структур (ассоциатов), стабилизированных смолами. Основное отличие асфальтенов от смол состоит в более высоких молекулярной массе и содержании гетероатомов, ароматичности и меньшей степени разветвленности. «Молекулы асфальтенов могут быть рассмотрены как продукты конденсации нескольких молекул нефтяных смол» [58, 95, 102]. Между молекулами смолисто-асфальтеновых веществ возникают сильные ММВ (водородные и донорно-акцепторные связи, π - π и π - n сопряжения, диполь-дипольные взаимодействия и силы Ван-дер-Ваальса), способствующие образованию надмолекулярных структур [95, 106, 152].

1.4.2 Надмолекулярная структура высокомолекулярных компонентов нефти и её влияние на низкотемпературные свойства нефтяных дисперсных систем

«Сложная структурная единица (ССЕ) – это элемент дисперсной структуры нефтяных систем преимущественно сферической формы, способный к самостоятельному существованию при данных неизменных условиях и построенный из компонентов нефтяной системы в соответствии с их значением потенциала ММВ» [100, 106]. В составе ССЕ выделяют внутреннюю область (ядро), образованную высокомолекулярными алканами, полиаренами и смолисто-асфальтеновыми веществами, и сольватную оболочку, окружающую ядро и состоящую из менее склонных к ММВ компонентов. Распределение гетерогенных соединений и смолисто-асфальтеновых веществ в составе ССЕ от центра к периферии происходит в соответствии с уменьшением энергии их ММВ. Размер, строение и свойства ССЕ зависят от состава компонентов, образующих ядро [85, 112].

К настоящему времени общепринятой модели строения надмолекулярных структур, образованных смолисто-асфальтеновыми веществами, не существует. Среди предложенных гипотетических моделей наибольшее распространение получили пачечно-блочная [104, 151] и сферически-симметричная [115]. Согласно существующим воззрениям о пачечно-блочном строении ССЕ ядро состоит из нескольких пластин конденсированных ароматических, гетероциклических и нафтеновых колец, между которыми действуют ионные, донорно-акцепторные, водородные и π - π связи. В основу модели ССЕ с центрально-симметричным строением положено представление о возникновении сильных ММВ между ядром, в состав

которого входят парамагнитные молекулы, и сольватной оболочкой из различных диамагнитных молекул, расположенных от центра к периферии в соответствии с уменьшением потенциала их взаимодействия.

«При температурах ниже температуры насыщения нефти парафином в нефтяной дисперсной системе сосуществуют ССЕ смолисто-асфальтовых веществ и высокомолекулярных алканов» [106, 112]. ССЕ парафиновых углеводородов представляют собой ассоциат с параллельной укладкой молекул, являющийся результатом их дисперсионного взаимодействия в условиях кристаллизации. Ядро таких ССЕ образовано высокомолекулярными *n*-алканами, а сольватная оболочка состоит из высокоподвижных низкомолекулярных *n*-алканов с невысоким потенциалом их ММВ [106, 108].

Процессы, обуславливающие характер поведения высокопарафинистых нефтей и изменение их структурно-механических свойств в зависимости от температуры, принято рассматривать с позиций кристаллизационной теории застывания парафинсодержащих дисперсных систем [54, 108]. Основной причиной перехода НДС из свободнодисперсного (неструктурированного) состояния в связнодисперсное (гель) при её охлаждении является образование прочной пространственной структуры, состоящей из последовательно выделившихся из жидкой фазы кристаллов парафина в зависимости от температуры их плавления и молекулярной массы. К основным факторам, влияющим на интенсивность процессов кристаллизации парафиновых углеводородов и структурообразования в парафинсодержащих дисперсных системах, относятся содержание и взаимное соотношение парафинов и смолисто-асфальтовых веществ, температура плавления (кристаллизации) парафинов, наличие ПАВ, а также условия и режим её охлаждения [106, 129].

Высокомолекулярные алканы (от C_{36} и выше) способны по-разному влиять на структурно-механические свойства нефтей, а именно структурировать дисперсионную среду, выступая при этом центрами кристаллизации парафина, либо соосаждаться со смолисто-асфальтовыми компонентами нефти в случае высокого содержания последних [118]. Сравнительный анализ результатов исследования асфальтовой и парафиновой фракций, выделенных из промысловых образцов АСПО ряда нефтяных месторождений, методами калориметрии и газожидкостной хроматографии подтверждает факт сокристаллизации с асфальтенами высокомолекулярных парафиновых углеводородов с числом атомов углерода в молекуле от C_{40} до C_{60} , содержание которых в асфальтенах может составлять от следов до 63 % и выше. При этом высокомолекулярные *n*-алканы с числом атомов углерода от C_{40} до C_{60} выступают в роли зародышей кристаллизации низкомолекулярных парафиновых углеводородов с числом атомов углерода C_{20} - C_{40} [25]. Таким образом, на основе разработанных научно-методологических подходов в изучении особенностей формирования упорядоченных

надмолекулярных структур в НДС установлено, что процессы структурообразования в первую очередь связаны со сложными межмолекулярными процессами взаимодействия (сокристаллизации) высокомолекулярных парафиновых углеводородов с наиболее активным структурным типом асфальтеновых молекул - «остров», отличающимся высоким содержанием конденсированных ароматических структур и сравнительно бедным алкильным окружением. Последними достижениями в исследовании асфальтенов является установление существования нескольких видов иерархических структур, образуемых асфальтенами в нефти: молекулы, наноагрегаты и кластеры наноагрегатов [147].

1.4.3 Депрессорные присадки и механизм их действия

«Депрессорные присадки в зависимости от природы их активного вещества делятся на следующие группы:

1) *полимерные соединения*: сополимеры этилена с полярными мономерами; полиолефины и их модификации; полимеры алкил(мет)акрилатов и их сополимеры; полимеры производных малеиновой и фумаровой кислот;

2) *неполимерные (органические) вещества*: алкилароматические соединения; смолисто-асфальтеновые вещества; сложные эфиры; азотсодержащие соединения и продукты поликонденсации тяжелых нефтяных фракций» [108].

«Сополимеры этилена с полярными мономерами представляют собой группу двойных, тройных сополимеров со сложными виниловыми эфирами, ненасыщенными кетонами и амидами ненасыщенных кислот. К присадкам полиолефинового типа относятся низкомолекулярный разветвленный полиэтилен, этилен-пропиленовый сополимер, атактический полипропилен, продукты термодеструкции этилен-пропилендиеновых сополимеров» [108]. Полиметакрилатные присадки представляют собой продукты сополимеризации алкилакрилатов с метакриловой кислотой, алкилонитрилом или виниловыми мономерами (винилацетатом) [108].

«Неполимерные депрессорные присадки представлены широким рядом вторичных, третичных амидов, хлоралкильных, хлоралкилароматических и сложноэфирных соединений. Наибольшее распространение получили сложноэфирные и амидные присадки, получаемые реакциями этерификации и амидирования» [108]. Результаты исследования [28] показывают, что непполимерные депрессорные присадки, представляющие собой продукты конденсации с высокой молекулярной массой (такие как амидополиуретаны или эфирополиуретаны) и наличием нескольких функциональных групп (эфирных и амидных), характеризуются большей эффективностью по сравнению с простыми полиэфирными или полиамидными присадками.

«Продукты поликонденсации тяжелых нефтяных фракций в качестве депрессорных присадок стали использовать относительно недавно. Способ получения присадок данного типа

заключается в окислении тяжелой смолы пиролиза в колонне-реакторе барботажного типа в присутствии катализаторов (солей кобальта и марганца) при определенных температурных условиях» [65, 90].

Несмотря на широкое разнообразие химических композиций, обладающих депрессорными свойствами, можно выделить у них следующие общие признаки и свойства [108]:

1) высокая молекулярная масса (от 500 до 10000 а.е.м.), превышающая в несколько раз молекулярную массу основных структурообразующих компонентов НДС;

2) депрессорные присадки не являются индивидуальным веществом, а представляют собой смесь молекул различного состава и молекулярной массы;

3) макромолекулы активного вещества депрессорных присадок представляют собой сочетание полиметиленовой цепи с полярными группами. Так, полимерные присадки на основе сополимера этилена содержат полиэтиленовые фрагменты, разделенные полярными группами, а присадки неполимерного (органического) типа представляют собой сочетание высших алкилов с различными функциональными группами.

Активная основа депрессорных присадок может быть одно-, двух- или многокомпонентной. При этом депрессорная активность соединения обеспечивается, как правило, действием одного (базового) компонента, а остальные либо усиливают его депрессорное действие, либо улучшают другие функциональные свойства [108].

Существующие концепции механизма действия депрессорных присадок в парафинсодержащих дисперсных системах основаны на различных видах их взаимодействия с твердыми углеводородами нормального строения [108]. Необходимо отметить, что в нефти одновременно с н-алканами кристаллизуются изоалканы, алкилнафтеновые, алкилароматические и нафтеноароматические углеводороды с длинными боковыми алкильными цепями нормального и изостроения [95, 108]. Таким образом, в НДС депрессорные присадки взаимодействуют со сложной многокомпонентной смесью твердых углеводородов при их кристаллизации в присутствии природных ПАВ (смола и асфальтенов).

В настоящее время не существует общепринятого взгляда на механизм действия депрессорных присадок, который во многом определяется их природой и может проявляться [108]:

1) в воздействии на кристаллическую фазу путем адсорбции или внедрения в структуру кристаллов;

2) в изменении размеров и формы кристаллов парафина, свойств поверхности кристаллической фазы;

3) в создании на поверхности частиц твердой фазы адсорбционного (сольватационного) слоя, оказывающего влияние на условия молекулярного взаимодействия между кристаллами парафина, препятствуя образованию прочной пространственной структуры.

«Согласно одной из концепций молекулы депрессора адсорбируются на гранях кристаллов n-алканов таким образом, что их полярные фрагменты ориентированы к поверхности кристаллов n-алканов, а неполярные – к углеводородной среде» [42, 68, 125]. В результате адсорбции депрессора на гранях кристаллов n-алканов происходит изменение их формы и уменьшение размеров, а также возникновение энергетического барьера, образованного большим количеством обращенных в углеводородную среду алкильных групп и препятствующего взаимодействию кристаллов n-алканов между собой.

В основу представлений о поверхностной сокристаллизации кристаллов n-алканов и активной основы депрессорной присадки положено предположение о том, что рост кристаллов n-алканов в присутствии депрессора происходит по механизму спиральной дислокации, т.е. встраивания алкильных групп молекул депрессора на ступеньке роста кристалла [108, 122]. При этом полярные фрагменты молекул депрессора (основная цепь полимера с полярными группами) концентрируются на поверхности кристаллов n-алканов. Установлено, что полное прекращение роста кристалла n-алкана происходит не только за счет встраивания алкильной группы и накопления на поверхности кристаллов полярных фрагментов молекул депрессора, но и возникновения стерических факторов макромолекул депрессора, препятствующих сближению и росту кристаллов n-алканов [35, 94].

Смешанный (адсорбционно-сокристаллизационный) механизм взаимодействия депрессорной присадки с кристаллами n-алканов заключается в способности депрессора образовывать устойчивые ассоциативные комплексы с молекулами n-алканов в предкристаллизационной области, а также адсорбироваться на поверхности кристаллов [108]. Формирование устойчивых ассоциатов парафин-депрессор с упорядоченной структурой происходит за счет дисперсионных взаимодействий между алкильными группами депрессора и молекулами n-алканов, находящихся в молекулярно-дисперсном состоянии. Образование таких устойчивых ассоциативных комплексов, неспособных развиться в кристаллы по причине блокирования их роста полярными группами молекул депрессора, способствует смещению процесса фазового перехода парафина в НДС в область более низких температур.

Улучшение низкотемпературных свойств обработанных депрессорной присадкой высокозастывающих нефтей достигается не только за счет изменения формы и уменьшения размеров кристаллов парафина, но и изменения свойств их поверхности. В работах [3, 121] показано, что появление электрического заряда на поверхности кристаллов n-алканов после обработки высокопарафинистой котуртепинской нефти различными депрессорными

присадками приводит к образованию на их поверхности адсорбционных слоев из полярных компонентов нефти за счет действия кулоновских сил. Однако в работе [114] выдвинуто предположение, согласно которому процессы взаимодействия депрессорных присадок с кристаллами n-алканов являются следствием спиновых эффектов, а не возникновения на поверхности твердых кристаллов двойного электрического слоя.

Результаты исследования структурообразования в парафинсодержащих модельных системах при понижении температуры, изучения температурных условий начала кристаллизации и структурного застывания растворов парафина в различных растворителях, в том числе и определение упругопластических и прочностных характеристик пространственных структур подробно описаны в работе [11]. Автором также рассматривалось влияние различных факторов (предыстория системы, время, скорость и температура охлаждения), в том числе добавок ПАВ на образование твердой фазы, развитие пространственных структур и их механические свойства. Установлено, что введение оптимального количества депрессорной присадки в растворы, содержащие не более 2 % масс. парафина, значительно снижает как температуру застывания, так и температуру начала кристаллизации парафинсодержащих модельных систем. Одним из важных результатов исследования Александровой Э.А. стало открытие ранее неизвестного явления в парафинсодержащих системах в присутствии добавок депрессора – резко выраженном гистерезисе температур начала кристаллизации и растворения, т.е. растворение твердой фазы происходит при более высокой температуре, а именно при температуре растворения парафина без наличия в системе депрессора [11]. В соответствии с представлениями о том, что в отсутствие депрессора выпадение и обратное растворение кристаллов определяется термодинамически равновесной зависимостью растворимости исследуемого парафина в определенном растворителе от температуры, действие депрессора сводится к адсорбционной блокировке зародышей новой фазы, т.е. к кинетическому эффекту замедления или практически полному предотвращению начальной стадии развития этих зародышей. Адсорбционная блокировка зародышей кристаллизации может быть связана с образованием стерически выгодных адсорбционных комплексов молекул парафина и депрессора. При формировании комплексов парафин-депрессор большую роль играет конформационное состояние алкильных цепей депрессора и молекул парафиновых углеводородов, а именно их трансoidные (заторможенные) конфигурации, способствующие комплексообразованию.

Результаты исследований механизма взаимодействия молекул полимерной депрессорной присадки (на основе полимера этилена с винилацетатом и малеиновым ангидридом) с парафином и возникновения между частицами дисперсной фазы энергетического барьера, препятствующего образованию пространственной структуры в нефти, показали, что механизм

действия исследуемой депрессорной присадки связан как с адсорбционной блокировкой зародышей кристаллов с образованием геометрически выгодных ассоциированных комплексов из молекул парафина и присадки, так и с созданием смешанных кристаллов в результате сокристаллизации со среднеплавкими алканами C_{21} - C_{36} в период их выкристаллизовывания. Наличие на поверхности смешанных кристаллов полярных групп молекул добавки приводит к образованию вокруг них сольватных оболочек из природных ПАВ, препятствующих возникновению контактов между смешанными кристаллами [123]. Таким образом, вязкопластичные свойства обработанной присадкой высокопарафинистой нефти определяются структурированием парафиновых углеводородов, несвязанных с депрессором.

Впервые объяснение механизма действия депрессорных присадок с учетом электростатического фактора было рассмотрено в работе [107]. В области надмолекулярной структуры действие депрессоров связано с образованием электрически заряженных комплексов-ассоциатов «парафин-депрессор», что приводит к электростатической стабилизации дисперсий. При кристаллизации парафина происходит адсорбция носителей заряда на кристаллах с образованием модифицированных электрически заряженных кристаллов парафина. При этом величина и знак заряда определяются природой полярной группы ПАВ. Присадки, имеющие в своем составе электроно-донорные группы сообщают кристаллам парафина отрицательный заряд, а в присутствии электроно-акцепторных ПАВ заряд частиц дисперсной фазы становится положительным. Для снижения температуры застывания высокопарафинистых нефтепродуктов предложены электроно-донорно-акцепторные депрессорные композиции, представляющие собой смесь двух компонентов. Одним из них является присадка с электроно-донорными свойствами, а другой компонент обладает акцепторно-донорными свойствами. Отмечается, что применение двухкомпонентных депрессорных присадок обеспечивает снижение температуры застывания высокопарафинистых масел на величину до $55...60$ °C [107].

В автореферате [71] представлены результаты экспериментальных исследований, целью которых являлось изучение особенностей состава органических отложений, выделенных из парафинистых и высокопарафинистых НДС с различным содержанием в них смолисто-асфальтеновых компонентов в присутствии ингибирующих присадок депрессорного, модифицирующего и депрессорно-модифицирующего действия. Выявлено, что в присутствии высокоэффективных ингибирующих присадок депрессорно-модифицирующего действия (со степенью ингибирования свыше 60 %) происходит снижение доли парафиновых углеводородов и смолисто-асфальтеновых компонентов в составе органических отложений, а молекулярно-массовое распределение атомов углерода в выделенном парафине свидетельствует об увеличении содержания твердых n-алканов (от $C_{17}H_{36}$ до $C_{36}H_{74}$) и снижении доли жидких n-

алканов (от C_6H_{14} до $C_{16}H_{34}$) по сравнению с составом исходных отложений. При этом отмечается снижение содержания нафтно-ароматических углеводородов. В случае использования малоэффективных ингибирующих присадок депрессорного и модифицирующего действия (со степенью ингибирования менее 30 %) наблюдается склонность к сохранению либо незначительному увеличению массового содержания парафиновых углеводородов, а также существенному росту доли смолисто-асфальтеновых компонентов в составе органических отложений. В присутствии малоэффективных присадок наблюдаются следующие изменения в составе парафиновых углеводородов по сравнению с исходными отложениями: доля низкомолекулярных n-алканов возрастает, а содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов, напротив, снижается.

1.4.4 Факторы, влияющие на эффективность действия депрессорных присадок

Анализ опыта применения депрессорных присадок показывает, что эффективность их действия зависит не только от химического состава нефти и природы присадки, но и от условий обработки парафинсодержащей дисперсной системы присадкой: температуры нефти в момент ввода присадки, дозировки химического реагента, интенсивности перемешивания, темпа охлаждения, а также степени обводненности скважинной продукции [121, 123]. Применение реагентов-депрессоров наиболее целесообразно на месторождениях с низким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ в нефти, не превышающим 15 % масс. [108].

Депрессорные присадки отличаются высокой избирательностью, и, как показывает практика, наиболее эффективными из них являются соединения на основе сополимеров этилена с полярными мономерами и сополимеров алкил(мет)акрилатов [108, 121]. Однако для каждой нефти (или группы нефтей с близкими физико-химическими характеристиками) в случае необходимости требуется выполнение индивидуального поиска и выбора эффективной депрессорной присадки, оптимальной дозировки и разработки технологии её ввода в нефть, что в совокупности позволит получить наибольший депрессорно-реологический эффект [78, 108].

«Депрессорные присадки являются эффективными только до определенных пределов содержания в нефти парафиновых углеводородов. При увеличении общего содержания n-алканов возрастает количество образующихся кристаллов n-алканов и общая поверхность их граней, а также скорость кристаллизации. В связи с этим действие депрессоров становится неадекватным интенсивности образования кристаллов n-алканов» [108, 121]. Повышение эффективности действия депрессорных присадок при обработке ими высокопарафинистых нефтей может быть достигнуто путем увеличения молекулярной массы активного вещества присадки или обеспечения максимального взаимодействия молекул депрессора с парафиновыми углеводородами нормального строения [80]. «Механизм действия присадок на основе сополимеров этилена с винилацетатом различается в зависимости от содержания

сомомера. Сополимеры с низким содержанием сомомера характеризуются большей молекулярной массой и являются зародышеобразователями, а при высоком содержании сомомера кристаллизуются с n-алканами» [108].

Большое влияние на процессы структурообразования парафинсодержащих дисперсных систем при понижении температуры оказывают природные ПАВ (смолисто-асфальтеновые вещества) [108]. Так, при небольшом содержании в нефти смолы могут выступать в роли природных ингибиторов парафиноотложений, способствуя замедлению роста кристаллов парафина. Адсорбция природных ПАВ на поверхности кристаллов парафина способствует возникновению дендритных парафинистых структур низкой плотности, свободные полости которых заполнены жидкой фазой. С другой стороны, в НДС с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ возможно значительное повышение температуры начала кристаллизации парафиновых углеводородов, что способствует более раннему фазовому переходу парафина в нефти. В присутствии природных ПАВ, обладающих высокой склонностью к адсорбции на кристаллах парафина, активность молекул депрессора к формированию устойчивых ассоциативных комплексов с молекулами n-алканов и адсорбции на их поверхности резко снижается, что, в свою очередь, негативно отражается и на величине депрессорно-реологического эффекта [123]. В автореферате [71] автором отмечается, что наибольшее влияние на ингибирующую способность присадок депрессорного и депрессорно-модифицирующего действия оказывают смолы, обладающие значительно меньшими значениями поверхностного натяжения по сравнению с ингибирующими присадками. Асфальтены, как наиболее полярные компоненты нефтяных дисперсных систем, влияния на эффективность присадок не оказывают вследствие высоких значений поверхностного натяжения. Таким образом, вышеуказанные ингибирующие присадки должны характеризоваться меньшими значениями поверхностного натяжения, чем полярные смолисто-асфальтеновые компоненты НДС, что позволит им образовывать термодинамически более устойчивые ассоциативные комплексы с сольватной оболочкой ССЕ нефтяных систем.

Снижение эффективности действия депрессорной присадки с увеличением её содержания в НДС выше оптимальной концентрации может быть связано с изменением формы её макромолекул. При крайне высоком содержании присадки в нефти макромолекулы активного вещества принимают форму неразветвленных (или свернутых) глобул, неспособных к взаимодействию в полной мере с n-алканами в условиях их кристаллизации [108].

1.5 Методы и технологии борьбы с осложнениями, возникающими при добыче высокопарафинистой нефти в условиях Крайнего Севера

Основным регионом добычи высокозастывающих аномальных нефтей в России является Тимано-Печорская НГП [121]. Большинство нефтей Тимано-Печорской провинции относится к аномальным – это высокопарафинистые нефти, застывающие при положительных температурах, и тяжелые высоковязкие нефти [47, 64, 138]. Отличительной особенностью высокопарафинистых нефтей является их высокотемпературная вязкость и выраженные структурно-механические свойства, обусловленные процессами кристаллизации парафиновых углеводородов и структурообразования при снижении температуры ниже температуры насыщения нефти парафином [38, 153]. Так, нефти продуктивных отложений среднего и верхнего девона ряда месторождений (Харьягинское, Кыртаельское, Южно-Лыжское, Восточно-Саратаюское, Восточно-Харьягинское, Западно-Саратаюское, Лекхарьягинское и др.), относящихся по величине начальных извлекаемых запасов к категории средних и мелких, характеризуются крайне высоким содержанием парафина (свыше 20 % масс.) и температурами застывания от + 25 до + 40 °С [56, 67]. Большинство месторождений являются многопластовыми [66, 69].

Осложнения, связанные с парафинизацией внутрискважинного оборудования, наиболее остро возникают при добыче высокопарафинистой нефти на Кыртаельском, Южно-Лыжском, Северо-Кожвинском и Южно-Кыртаельском месторождениях, разрабатываемых ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» [67, 134]. Основная промышленная нефтегазоносность Кыртаельско-Печорогородского нефтегазоносного района, расположенного в юго-западной части Печоро-Колвинской нефтегазоносной области, связана с эйфельскими, старооскольскими и джьерскими отложениями среднедевонско-франского поддоманикового нефтегазоносного комплекса, содержащего 95,7 % извлекаемых запасов нефти, 100 % конденсата и 97,8 % газа. Небольшие залежи углеводородов и нефтепроявления выявлены на территории Печоро-Кожвинского мегавала в отложениях доманиково-турнейского, ниже-верхневизейского, верхневизейско-нижнепермского и средне-верхнепермского нефтегазоносных комплексов [15].

Анализ накопленного опыта эксплуатации нефтескважин на Кыртаельском месторождении показывает, что основными осложняющими факторами являются:

- интенсивное образование АСПО (содержание парафина в нефти продуктивных пластов D_{2st} и D_{2ef} составляет до 21,3 и 37,9 % масс. соответственно);
- высокий газовый фактор (среднее значение данного показателя для залежей D_{2st} и D_{2ef} равно 231,4 и 87,1 м³/т соответственно);

- высокотемпературная вязкость (нефть верхней части эйфельского яруса характеризуется высокими значениями температуры застывания (+38...40 °С), предела текучести и эффективной вязкости в области температур ниже температуры фазового перехода парафина в ней) [67, 98].

Основными методами борьбы с АСПО на Кыртаельском месторождении при эксплуатации скважин, оборудованных погружными ЭЦН, являются:

1) механические (очистка внутренней поверхности колонны НКТ осуществляется преимущественно с применением стационарных и передвижных установок по депарафинизации скважин с полуавтоматическим приводом со средней частотой 2-4 раза в сутки и, в меньшем объеме, с применением механизмов с автоматическим приводом – лебедек МДСА «Сулейманова» до 6-8 раз в сутки);

2) тепловые (промывки горячей нефтью внутрискважинного оборудования и выкидных линий, применение греющих кабельных линий с управляемым нагревом, индукционных нагревателей манифольда и обратного клапана фонтанной арматуры);

3) применение насосно-компрессорных труб с защитным покрытием;

4) депарафинизация колонны НКТ без подъема глубиннонасосного оборудования с применением гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) – колтюбинг, для осложненного фонда добывающих скважин (залежь D_{2ef}) опытным путем установлен оптимальный межочистной период, равный 10 сут; между обработками колонны лифтовых труб с помощью ГНКТ дополнительно проводятся тепловые обработки внутрискважинного оборудования и выкидных линий;

5) комбинированные – совместное применение НКТ с силикатно-эмалевым покрытием и греющих кабельных линий с периодическим проведением мероприятий по механической очистке лифтовых труб [67, 98].

Анализ ситуации по депарафинизации скважин на Кыртаельском месторождении показывает, что мероприятия, проводимые с целью предупреждения образования и удаления отложений АСПО во внутрискважинном оборудовании при добыче высоkozастывающей аномальной нефти, несмотря на определенные успехи в данном направлении, не позволяют в полной мере исключить возникновение осложнений и минимизировать их последствия. Остановки средне- и высокодебитных скважин по причине парафинизации колонны НКТ с последующим их выходом в капитальный ремонт значительно снижают показатели по добыче нефти, приводят к сокращению межремонтного и межочистного периодов работы добывающих скважин и росту удельных эксплуатационных затрат по депарафинизации [98].

1.6 Выводы по первой главе

1. Основные запасы и объемы добычи высокопарафинистых нефтей в России приходятся на Тимано-Печорскую провинцию. Добыча высоkozастывающей аномальной нефти (с

содержанием парафина свыше 30 % масс.) в условиях Крайнего Севера осложняется интенсивным образованием АСПО в призабойной зоне продуктивного пласта, внутрискважинном и наземном оборудовании. Существующие способы и технологии борьбы с образованием органических отложений во внутрискважинном оборудовании обладают многими достоинствами, однако их применение при добыче высокопарафинистой нефти не обеспечивает в полной мере предотвращение образования АСПО в колонне лифтовых труб и приводит к снижению отборов нефти, сокращению межремонтного и межочистного периодов работы добывающих скважин, росту удельных эксплуатационных затрат по депарафинизации.

2. Несмотря на широкий спектр научно-исследовательских работ в области борьбы с образованием АСПО, вопросы, затрагивающие проблемы добычи, внутривыпускного сбора и транспорта высокозастывающей аномальной нефти в условиях Крайнего Севера, в частности, изучения структурно-механических свойств высокопарафинистых нефтей Тимано-Печорской провинции, особенностей процессов структурообразования и фазовых переходов парафина в них при пониженных температурах и влияния поверхностно-активных веществ на эти процессы, остаются до сих пор малоизученными и требуют проведения детального комплекса теоретических и экспериментальных исследований.

3. Осложнения, возникающие при добыче высокопарафинистых нефтей, обусловлены склонностью таких нефтей к интенсивному образованию прочной пространственной структуры кристаллизационного типа в области высоких положительных температур, что приводит к их застыванию и потере подвижности. Результаты экспериментальных исследований по выбору и оценке эффективности применения различных ПАВ для улучшения низкотемпературных свойств высокозастывающих нефтей свидетельствуют о том, что обработка высокопарафинистых нефтей известными депрессорными присадками хоть и приводит к улучшению их структурно-механических свойств, однако наибольший реологический эффект достигается только в области высоких концентраций присадок в нефти (свыше 0,2 % масс.). Таким образом, большое практическое значение имеет разработка и внедрение новых депрессорных присадок, направленных на улучшение структурно-механических свойств высокопарафинистых нефтей в области низких температур.

4. В настоящее время наиболее распространенными способами борьбы с органическими отложениями во внутрискважинном оборудовании в силу малых затрат и простоты реализации являются методы механической и тепловой депарафинизации. Однако, как показывает практика, регулярное применение методов механической очистки колонны НКТ с помощью скребков различной конструкции при добыче высокозастывающих аномальных нефтей приводит к резкому росту случаев возникновения осложнений при проведении спускоподъемных операций скребкового оборудования и, как следствие, сокращению

межремонтного периода работы скважин и снижению текущей добычи. Основными недостатками тепловых методов являются высокие энергозатраты, необходимость привлечения спецтехники для проведения работ, низкая эффективность промывок с применением теплоносителей при значительных глубинах образования АСПО в скважине, риски повторного формирования более тугоплавких плотных отложений при неполном расплавлении высокомолекулярных парафинов. Сочетание методов механической и тепловой депарафинизации также не обеспечивает в полной мере эффективное удаление органических отложений во внутрискважинном оборудовании при добыче высокозастывающих нефтей. В связи с вышеизложенным требуется совершенствование существующих и разработка новых методов и технологий борьбы с органическими отложениями, являющихся наиболее приемлемыми при эксплуатации скважин, оборудованных ЭЦН, на многопластовых месторождениях высокопарафинистой нефти Тимано-Печорской провинции.

ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ ПАРАФИНА В НЕФТЯНЫХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМАХ

Месторождения нефти с повышенным содержанием парафина широко распространены во всем мире [148, 149, 153]. Добыча высокопарафинистой нефти осложняется интенсивным образованием органических отложений в призабойной зоне продуктивного пласта, во внутрискважинном и наземном нефтепромысловом оборудовании, что является одной из основных причин существенного снижения дебита добывающих скважин, сокращения межочистного и межремонтного периодов их работы и роста удельных эксплуатационных затрат по депарафинизации [51, 62]. При добыче, внутривысокопарафинистых нефтей необходимо знать и учитывать особенности их реологического поведения при разных температурных условиях и режимах течения с целью снижения рисков возникновения осложнений, связанных с нарушением работы нефтепромыслового оборудования, а также разработки новых и совершенствования существующих методов улучшения низкотемпературных свойств высокочастывающихся нефтей.

В данной главе представлены результаты экспериментальных исследований процессов кристаллизации парафиновых углеводородов и структурообразования в модельных парафинсодержащих системах при их охлаждении, а также физико-химических и структурно-механических свойств устьевых проб высокопарафинистых нефтей, отобранных с ряда скважин, вскрывших терригенные отложения среднего девона на Кыртаельском месторождении.

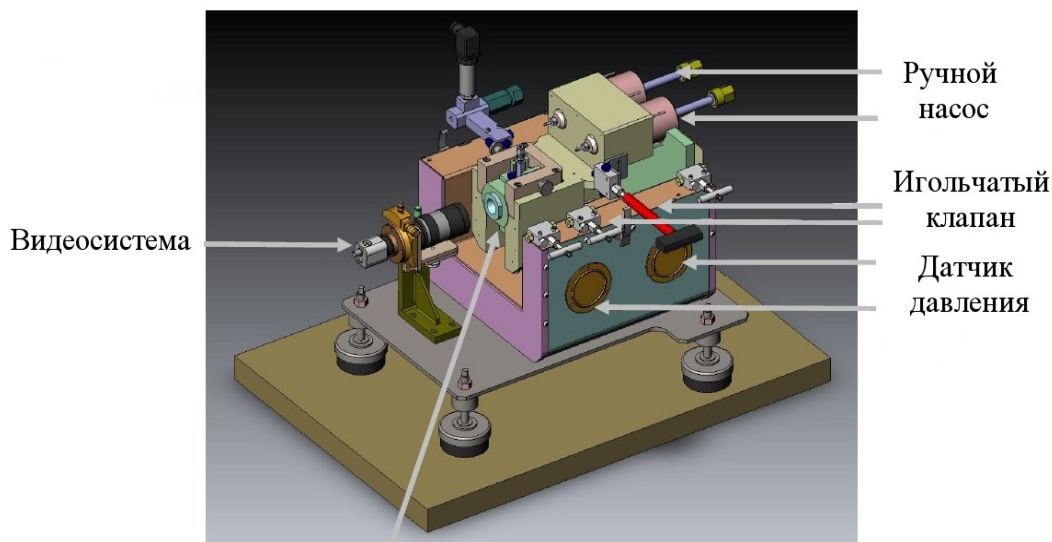
2.1 Исследование процесса кристаллизации парафина в модельных парафинсодержащих системах визуальным и реологическим методами

2.1.1 Методика приготовления модельных парафинсодержащих систем и аппаратура для определения температуры насыщения их парафином визуальным методом

Приготовление разноконцентрированных модельных парафинсодержащих систем (с содержанием парафина 20, 25, 30, 35 и 40 % масс.) выполнялось непосредственно перед проведением их исследования по следующей методике [10]. Авиационный керосин марки ТС-1 в расчетном количестве добавлялся к предварительно отмеренной навеске технического парафина марки Т-1 [31, 33]. Нагрев и доведение парафинсодержащего раствора до однородного состояния осуществлялся в термошкафу при постоянной температуре +60,0 °С, превышающей температуру плавления парафина.

Схема устройства экспериментальной установки для определения температуры насыщения модельных растворов парафином визуальным методом при изобарическом охлаждении ячейки высокого давления представлена на рисунке 2.1. К основным узлам РВТ-

измерительной системы относятся: ячейка высокого давления с двумя смотровыми окнами; станина из нержавеющей стали с установленными в ней нагревательными элементами и датчиками температуры; ручной насос, оснащенный датчиками давления и температуры; видеосистема для записи микрофотографий состояния пробы исследуемого модельного раствора; игольчатые клапаны, установленные на входной линии (для загрузки пробы исследуемого раствора в ручной насос) и линии подачи образца из насоса в ячейку высокого давления [10].



Ячейка высокого давления

Рисунок 2.1 – Схема устройства экспериментальной установки

Перед заполнением ячейки высокого давления разогретым до однофазного состояния парафинсодержащим раствором, нагретая до температуры $+60,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ PVT-измерительная система вакуумировалась через входной штуцер в течение 30 мин. Затем в термостатированной ячейке с исследуемым раствором ручным насосом плавно поднималось давление до заданного значения в исследуемом диапазоне $0,1\dots 13,6\text{ МПа}$, и система выдерживалась при данных термобарических условиях в течение 30 мин. Далее при отключенной системе нагрева производилось естественное воздушное охлаждение ячейки в изобарическом режиме со средней скоростью $0,119\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{мин}$ с одновременной записью микрофотографий. Температура, при которой в исследуемом растворе появлялись первые видимые кристаллы парафина, принималась за температуру насыщения модельной системы парафином. Новый эксперимент при следующем значении давления осуществлялся после проведения вышеописанных подготовительных операций с использованием свежеприготовленного раствора парафина. Нижняя граница чувствительности визуального метода определяется наименьшим размером видимых твердых частиц парафина в растворе и составляет 10^{-6} м [10, 146].

2.1.2 Результаты исследования влияния содержания парафина и давления на температуру насыщения модельной системы парафином

Результаты исследования влияния содержания парафина и давления на температуру насыщения модельной системы парафином визуальным методом представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты исследования разноконцентрированных модельных парафинсодержащих систем при их изобарическом охлаждении

Содержание парафина в модельном растворе, % масс.									
20		25		30		35		40	
P, МПа	T _{нас} , °С	P, МПа	T _{нас} , °С	P, МПа	T _{нас} , °С	P, МПа	T _{нас} , °С	P, МПа	T _{нас} , °С
0,1	30,2	0,1	32,4	0,1	33,6	0,1	34,8	0,1	37,6
3,4	30,9	3,4	33,3	3,4	34,4	3,4	35,7	3,4	38,3
6,8	31,8	6,8	34,1	6,8	35,4	6,8	36,2	6,8	39,3
10,2	32,7	10,2	34,9	10,2	36,1	10,2	37,4	10,2	40,0
13,6	33,6	13,6	35,9	13,6	36,9	13,6	38,2	13,6	40,7

На представленных микрофотографиях (рисунок 2.2, а-в) отчетливо виден момент появления первых кристаллов парафина в модельной парафинсодержащей системе (с содержанием парафина 30 % масс.) при её изобарическом охлаждении в области температуры, соответствующей фазовому переходу парафина. Температура насыщения исследуемого модельного раствора парафином при атмосферном давлении равна 33,6 °С.

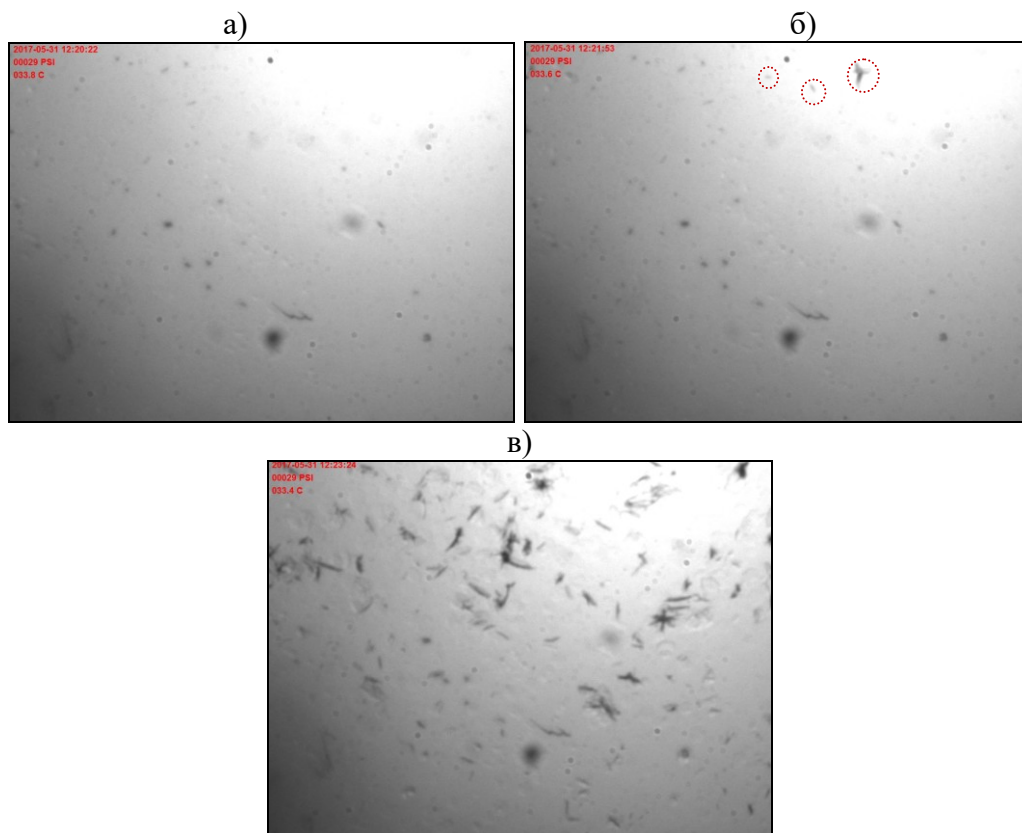


Рисунок 2.2 – Состояние модельной парафинсодержащей системы (с содержанием парафина 30 % масс.) при атмосферном давлении: а) при $T=33,8$ °С; б) при температуре насыщения модели парафином $T_{нас}=33,6$ °С; в) при $T=33,4$ °С

На рисунке 2.3 представлена установленная зависимость температуры насыщения модельной парафинсодержащей системы парафином от его массового содержания в растворе при атмосферном давлении.

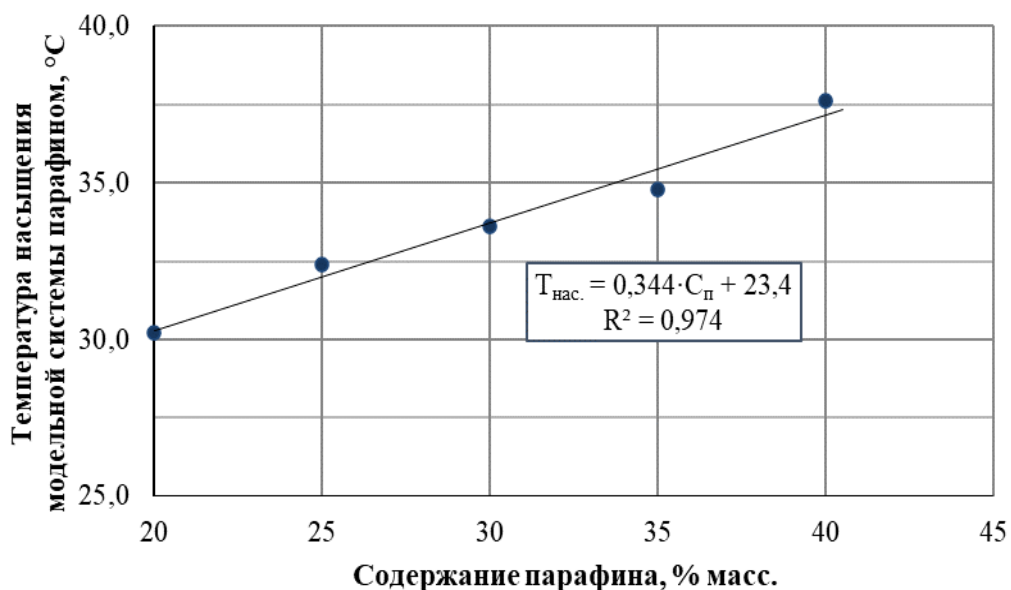


Рисунок 2.3 – Влияние массового содержания парафина в модельной парафинсодержащей системе на температуру насыщения её парафином

Получены изотермы насыщения модельных растворов парафином в исследуемом диапазоне давлений (от 0,1 до 13,6 МПа) следующего вида (уравнение 2.1 и рисунок 2.4) [10]:

$$P = P^* + k \cdot \ln \left(\frac{T_{\text{нас}}}{T_{\text{нас}}^*} \right) \quad (2.1)$$

где P^* – атмосферное давление, МПа;

k – константа фазового перехода в уравнении Клапейрона-Клаузиуса, описывающем фазовые переходы первого рода, к которым условно можно отнести кристаллизацию парафина в модельных растворах;

$T_{\text{нас}}$ – температура насыщения модельного раствора парафином при равновесном давлении P , °C;

$T_{\text{нас}}^*$ – температура насыщения модельного раствора парафином при атмосферном давлении, °C.

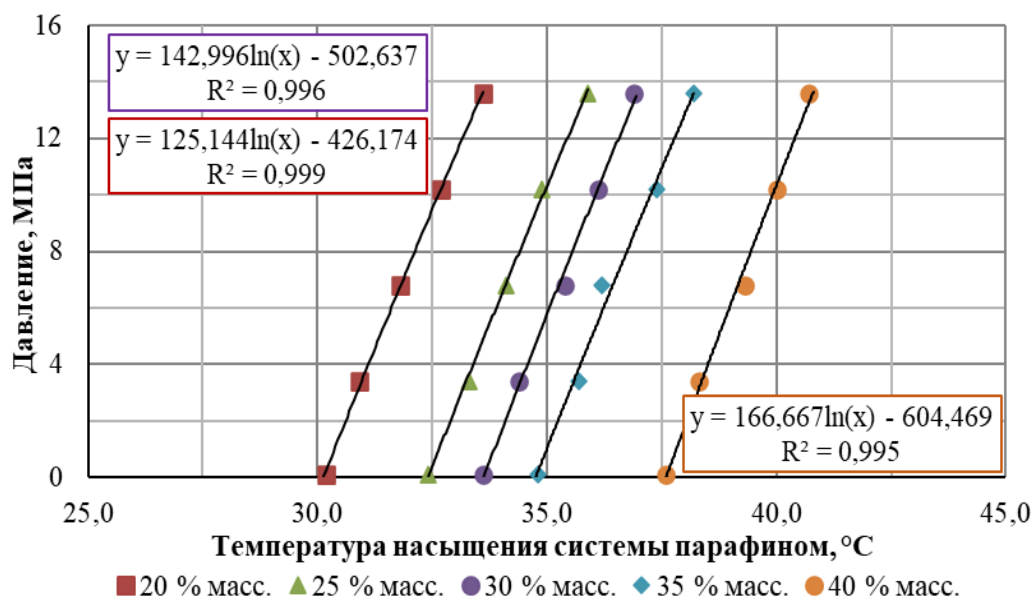


Рисунок 2.4 – Изотермы насыщения модельных растворов парафином

Из формулы (2.1) получим выражение для определения температуры насыщения модельного раствора парафином $T_{\text{нас}}$ при равновесном давлении P (уравнение 2.2):

$$T_{\text{нас}} = T_{\text{нас}}^* \cdot e^{\left(\frac{P-P^*}{k}\right)} \quad (2.2)$$

Таким образом, при давлении (от 0,1 до 13,6 МПа) и массовом содержании парафина в растворе (от 20 до 40 % масс.) значение температуры насыщения модельной системы парафином может быть установлено с использованием зависимости (2.3):

$$T_{\text{нас}} = [0,344 \cdot C_{\text{п}} + 23,4] \cdot e^{\left(\frac{P-0,1}{143}\right)} \quad (2.3)$$

где $C_{\text{п}}$ – массовое содержание парафина в модельном растворе, % масс.;

P – равновесное давление насыщения, МПа.

В работе [105] автором с позиций основных законов термодинамики рассмотрено влияние давления на изменение фазового состояния парафина в растворе при его охлаждении. Показано, что величина энтропии с ростом давления для модельной парафинсодержащей системы уменьшается, что свидетельствует о переходе системы в более упорядоченное состояние и усилении сил ММВ. Таким образом, в парафинсодержащей дисперсной системе с ростом давления происходит усиление диффузионных процессов, способствующих более раннему фазовому переходу парафина в ней.

2.1.3 Методика и результаты исследования процесса структурообразования в модельных парафинсодержащих системах реологическим методом

Исследование процесса структурообразования в модельных парафинсодержащих системах с различным содержанием в них парафина осуществлялось методом ротационной вискозиметрии по следующей методике.

Исследование реологических свойств разноконцентрированных модельных растворов парафина проводилось на ротационном реометре Rheotest RN 4.1 с использованием цилиндрической измерительной системы Н1. Данная система позволяет проводить измерения вязкости жидкости в рекомендуемом интервале $10 \dots 10^5$ мПа·с при регулируемом напряжении и скорости сдвига в диапазоне $0,2 \dots 2000$ с⁻¹. Необходимый объем жидкости равен 35 мл. Регулирование и поддержание заданного температурного режима в исследуемом диапазоне $+60 \dots 25$ °С осуществлялось с помощью циркуляционного термостата Julabo F25-ME.

Величина предельного (статического) напряжения сдвига модельных парафинсодержащих систем при заданной температуре определялась в режиме Controlled Shear Stress при регулируемом (линейном) увеличении напряжения сдвига от 0 до 10 Па в течение 100 с и соответствует такому значению напряжения сдвига, при котором скорость сдвига становится отличной от нуля. Определение кривых течения и эффективной вязкости исследуемых модельных растворов парафина при заданной температуре осуществлялось в режиме Shear Rate Ramp при плавно (линейно) изменяемой скорости сдвига в диапазоне $0 \dots 300$ с⁻¹ в течение 300 с. Значение температуры, соответствующей началу структурообразования в исследуемых модельных растворах парафина при их охлаждении, косвенно оценивалось по полученным для разных режимов течения вязкостно-температурным характеристикам парафинсодержащих систем [101].

Многократное увеличение статического напряжения сдвига при постепенном охлаждении исследуемых модельных парафинсодержащих систем косвенно свидетельствует об образовании пространственной структуры в модельном растворе, прочностные характеристики которой непосредственно зависят от содержания парафина в нем (рисунок 2.5).

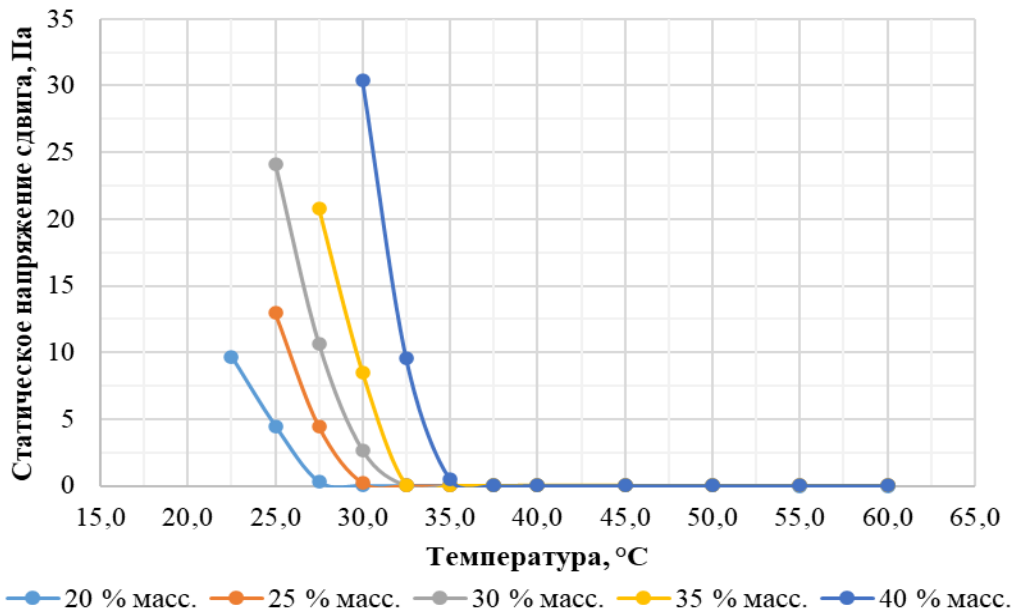


Рисунок 2.5 – Зависимость статического напряжения сдвига разноконцентрированных модельных парафинсодержащих систем от температуры

На рисунках 2.6 и 2.7 представлены реологические кривые течения и эффективной вязкости модельного раствора (с содержанием парафина 35 % масс.) при разных температурных режимах. Установлено, что при температурах выше 32,5 °C в исследуемой модельной парафинсодержащей системе пространственная структура не образуется (наблюдается поведение ньютоновской жидкости), а при температурах ниже указанной сверханомалии вязкости становятся наиболее выраженными.

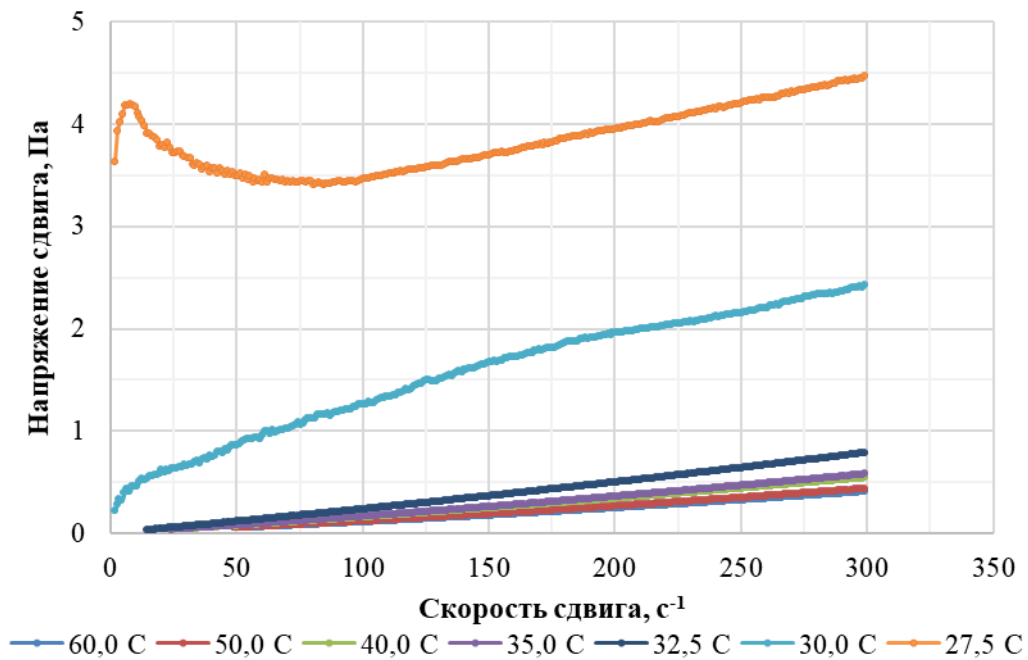


Рисунок 2.6 – Кривые течения модельного раствора (с содержанием парафина 35 % масс.)

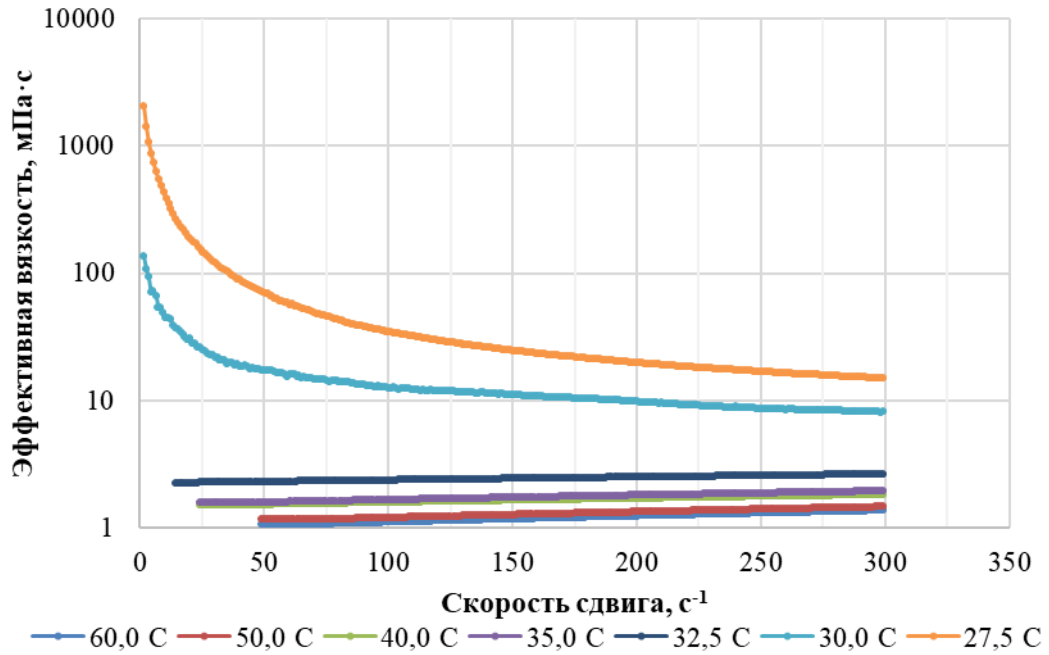


Рисунок 2.7 – Кривые эффективной вязкости модельного раствора (с содержанием парафина 35 % масс.)

По полученным вязкостно-температурным характеристикам исследуемых парафинсодержащих систем при различных режимах течения (рисунок 2.8) значение температуры начала структурообразования в модельном растворе и фазовое состояние парафина в нем определялось графическим способом согласно [101].

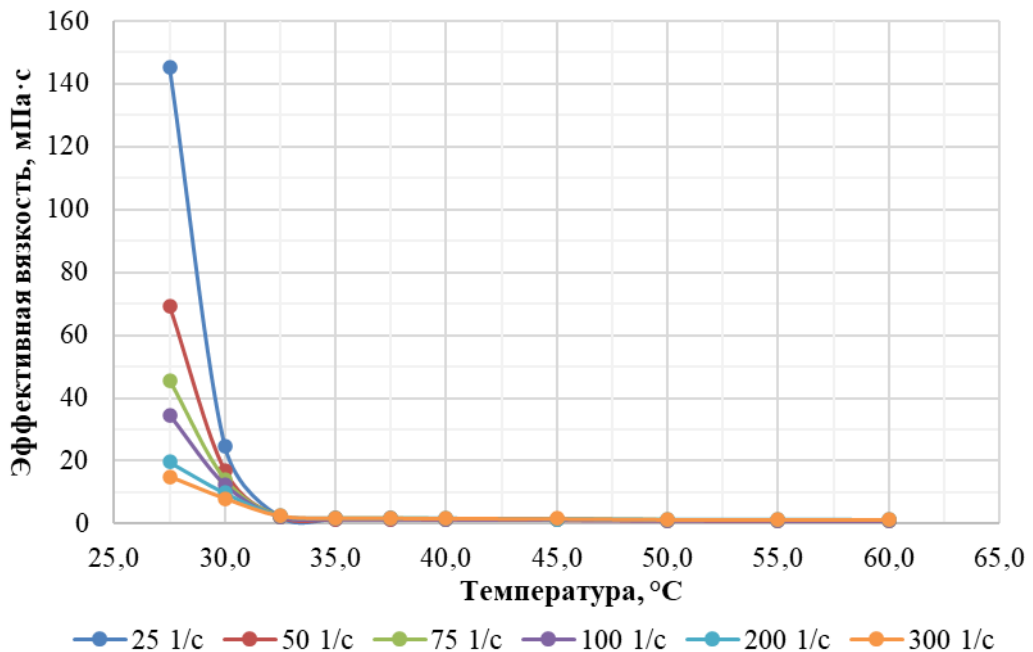


Рисунок 2.8 – Вязкостно-температурная характеристика модельного раствора (с содержанием парафина 35 % масс.) при различных режимах течения

Значение температуры, соответствующей началу структурообразования в модельном растворе парафина при определенной скорости сдвига, определялось по зависимости эффективной вязкости исследуемой дисперсной системы от температуры в

полулогарифмических координатах (рисунок 2.9). Точка пересечения двух касательных к вязкостно-температурной характеристике парафинсодержащего раствора соответствует искомому значению температуры начала структурообразования при выбранной скорости сдвига. В рассмотренном примере решением системы уравнений (2.4) для линий тренда, построенных к вязкостно-температурной характеристике модельного раствора парафина при скорости сдвига 150 с^{-1} , является значение температуры начала структурообразования – $32,47 \text{ °C}$.

$$\begin{cases} \mu_{\text{эф}} = -4,424 \cdot T + 145,432 \\ \mu_{\text{эф}} = -0,025 \cdot T + 2,603 \end{cases} \quad (2.4)$$

$$4,399 \cdot T = 142,829$$

$$T = 32,47 \text{ °C}$$

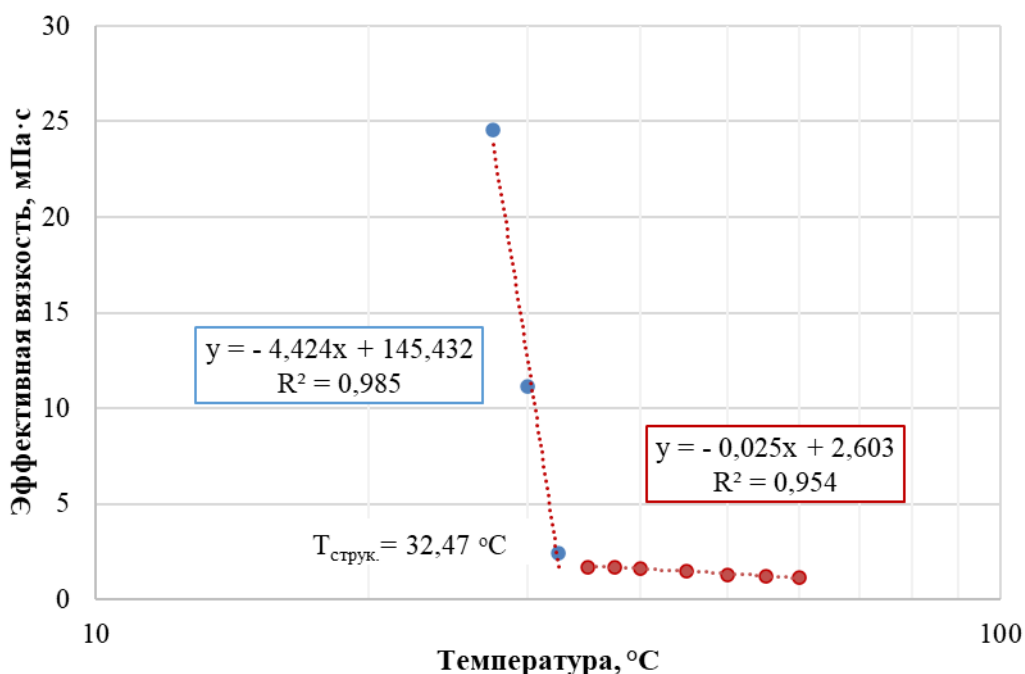


Рисунок 2.9 – Вязкостно-температурная характеристика модельного раствора (с содержанием парафина 35 % масс.) в полулогарифмических координатах при определенной скорости сдвига ($D=150 \text{ с}^{-1}$)

Согласно установленной зависимости температуры начала структурообразования исследуемых парафинсодержащих систем от скорости сдвига, описываемой логарифмическим законом, наблюдается незначительное повышение температуры начала структурообразования с ростом скорости сдвига (рисунок 2.10).

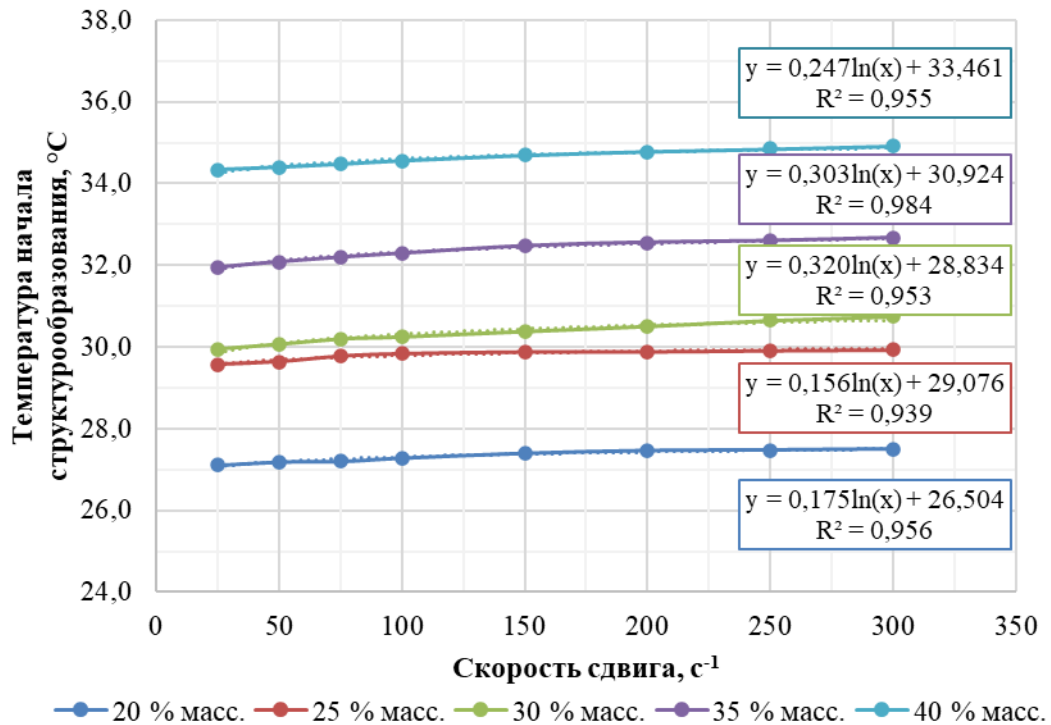


Рисунок 2.10 – Зависимость температуры начала структурообразования разноконцентрированных модельных парафинсодержащих систем от скорости сдвига

2.1.4 Сравнительный анализ результатов определения температур насыщения разноконцентрированных модельных систем парафином и начала их структурообразования

Сравнение полученных результатов исследования процесса кристаллизации парафина в модельных парафинсодержащих системах визуальным и реологическим методами показывает, что расхождение в измеренных значениях температур насыщения разноконцентрированных модельных систем парафином и начала их структурообразования составляет в среднем 2,7 °C (рисунок 2.11). Разница в измеренных значениях температур фазового перехода парафина в модельных парафинсодержащих системах прямым и косвенными методами связана прежде всего со следующими факторами:

- визуальный метод основан на определении температуры насыщения модельной системы парафином, соответствующей моменту появления первых кристаллов парафина в исследуемых парафинсодержащих системах. Значение температуры насыщения модельной системы парафином зависит от нижней границы чувствительности визуального метода и соответствует наименьшему размеру видимых твердых частиц парафина в растворе 10^{-6} м;
- реологический метод основан на определении температуры, соответствующей началу структурообразования в исследуемых модельных растворах парафина при их охлаждении, по полученным для разных режимов течения вязкостно-температурным характеристикам парафинсодержащих систем. Образование пространственной структуры из выделившихся

кристаллов парафина в модельном растворе приводит к увеличению статического напряжения сдвига и его эффективной вязкости.

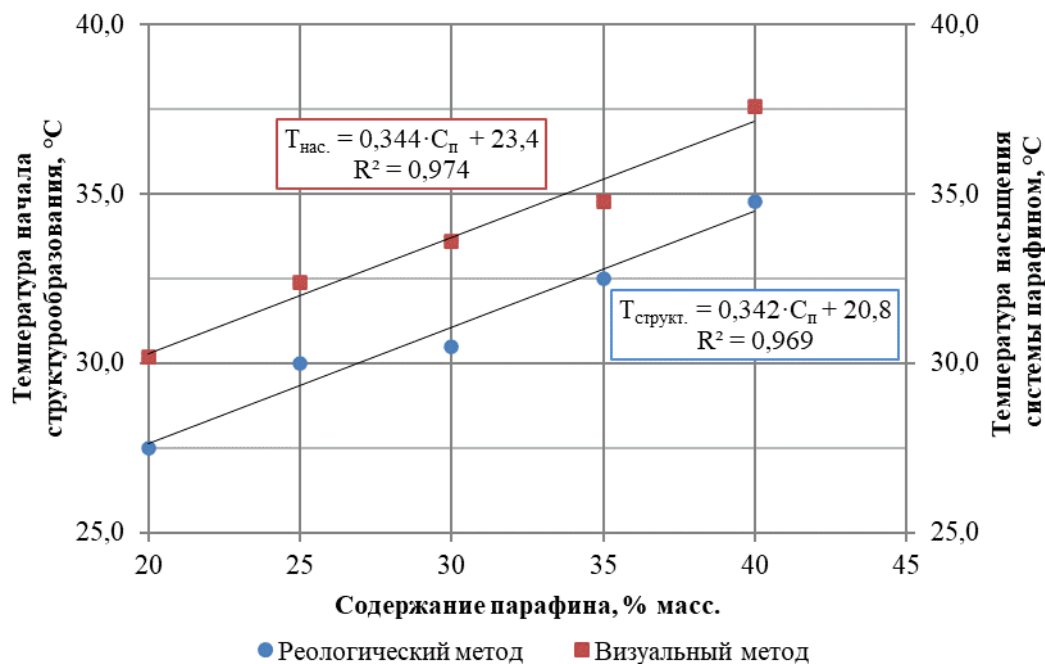


Рисунок 2.11 – Зависимость температур насыщения модельных систем парафином и начала их структурообразования от содержания парафина

2.2 Исследование процесса структурообразования в высокопарафинистой нефти Кыртаельского месторождения и фазового состояния парафина в ней

2.2.1 Физико-химические свойства высокопарафинистых нефтей

Определение физико-химических свойств высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения проводилось в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 [34]. Результаты экспериментальных исследований физико-химических свойств устьевых безводных проб нефтей, отобранных с ряда скважин, вскрывших терригенные отложения среднего девона на Кыртаельском месторождении, представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежей D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения [98]

Показатель	НД на МВИ	Значение	
		Залежь D_{2ef}	Залежь D_{2st}
Плотность при 20 °С, кг/м ³	ГОСТ Р 51069-97	802,3	822,4
Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91	+40,0	+29,0
Групповой углеводородный состав, % масс.			
Парафины	ГОСТ 11851-85	32,29	12,42
Смолы силикагелевые		4,72	6,12
Асфальтены		0,68	1,15
Температура плавления парафина, °С	ГОСТ 23683-89	+59,0	+52,0

Нефти Кыртаельского месторождения относятся к особо легким, высокозастывающим, высокопарафинистым и смолистым [63]. Основными структурообразующими компонентами в

исследуемых НДС являются парафиновые углеводороды, содержание которых в нефти залежей D_{2ef} и D_{2st} составляет 32,3 и 12,4 % масс. соответственно.

2.2.2 Методика и результаты определения состава и относительного содержания парафиновых углеводородов в нефти

Определение качественного и количественного составов твердых парафинов, выделенных из исследуемых нефтей Кыртаельского месторождения согласно ГОСТ 11851-85 (метод А), осуществлялось с использованием газового хромато-масс-спектрометра GCMS-QP2010 Ultra с пламенно-ионизационным детектором и инжектором с программированием температуры. Для анализа навеска выделенного парафина (10 мг) растворяется в 1,0 мл н-гексана особой чистоты (ТУ 2631-001-54260861-2013). Объем вводимой пробы равен 1,0 мкл. Разделение проводилось на колонке HP-5MS (длина 30 м, внутренний диаметр 0,25 мм, толщина пленки фазы 0,25 мкм) при программировании температуры от 70 °С (выдержка 5 мин) до 280 °С (выдержка 50 мин) при скорости нагрева 10 °С/мин. Газ-носитель – гелий, скорость потока газа носителя по колонке 1 мл/мин. Температура детектора и инжектора устанавливалась равной 280 °С, съемка на масс-детекторе осуществлялась в режиме сканирования от $m/z = 45$ до $m/z = 600$ с делением потока 1:20. Относительное содержание индивидуальных парафиновых углеводородов определялось методом внутренней нормализации.

Согласно полученным результатам исследования качественного и количественного составов твердых парафинов, выделенных из высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения, установлено, что в исследуемых нефтях преобладают парафиновые углеводороды нормального строения с числом атомов углерода от C_{20} до C_{38} , при этом на долю изоалканов в составе твердых парафинов старооскольской и верхнеэйфельской нефтей приходится 6,24 и 7,90 % отн. соответственно (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Состав парафиновых углеводородов, выделенных из исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения

Нефти	Содержание, % отн.			
	$\sum C_{13} - C_{19}$	$\sum C_{20} - C_{29}$	$\sum C_{30} - C_{38}$	Изоалканы
Старооскольская (залежь D_{2st})	2,21	49,30	42,25	6,24
Нефть верхней части эйфельского яруса (залежь D_{2ef})	2,68	61,18	28,24	7,90

Нефти Кыртаельского месторождения характеризуются унимодальным молекулярно-массовым распределением n-алканов с максимумами, приходящимися на $C_{27} - C_{29}$ (для нефти залежи D_{2ef}) и $C_{28} - C_{29}$ (для нефти залежи D_{2st}) (рисунок 2.12).

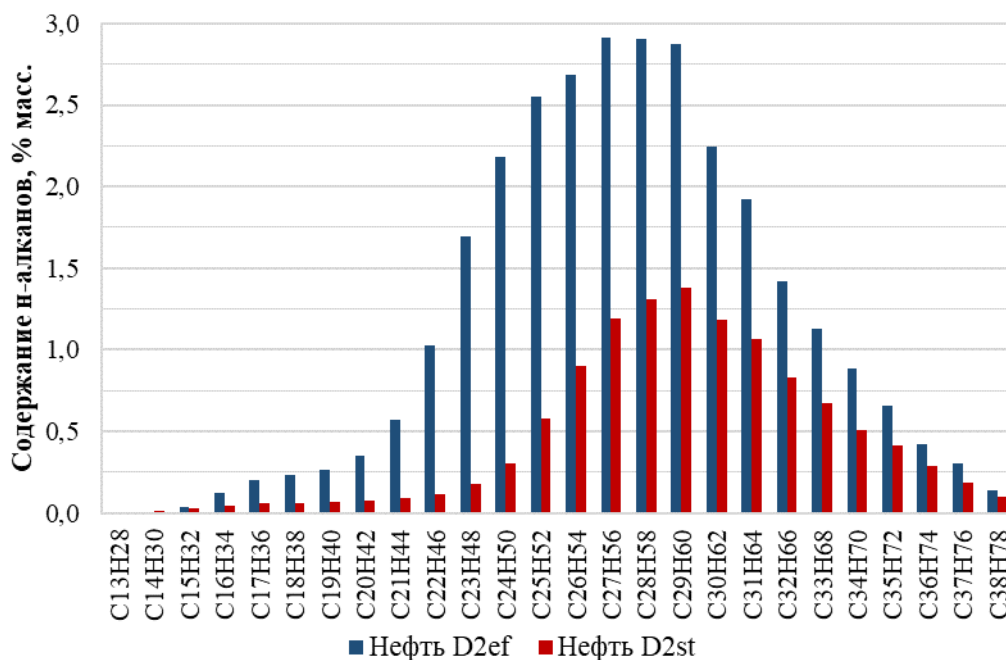


Рисунок 2.12 – Молекулярно-массовое распределение н-алканов в исследуемых высокопарафинистых нефтях Кыртаельского месторождения

2.2.3 Методика и результаты исследования структурно-механических свойств высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения

Исследование структурно-механических свойств высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения осуществлялось методом ротационной вискозиметрии по стандартным и разработанным методикам [6, 101, 130]. Реологические исследования проводились на ротационном реометре Rheotest RN 4.1 с использованием цилиндрической измерительной системы Н1. Данная система позволяет проводить измерения вязкости жидкости в рекомендуемом интервале $10 \dots 10^5$ мПа·с при регулируемом напряжении и скорости сдвига в диапазоне $0,2 \dots 2000$ с⁻¹. Необходимый объем жидкости для проведения испытания составляет 35 мл. Регулирование и поддержание температурного режима в исследуемом диапазоне $+65 \dots 20$ °С осуществлялось с помощью циркуляционного термостата Julabo F25-ME.

Величина предельного (статического) напряжения сдвига исследуемых высокопарафинистых нефтей при заданной температуре определялась в режиме Controlled Shear Stress при регулируемом увеличении напряжения сдвига от 0 до 10, 50, 100 и 150 Па в течение 100, 200 и 400 с соответственно в зависимости от температуры и соответствует такому значению напряжения сдвига, при котором скорость сдвига становится отличной от нуля. Определение кривых течения и эффективной вязкости исследуемых нефтей при заданной температуре осуществлялось в режиме Shear Rate Ramp при плавно (линейно) изменяемой скорости сдвига в диапазоне $0 \dots 300$ с⁻¹ в течение 300 с. Значение температуры, соответствующей началу структурообразования в исследуемых НДС при их охлаждении,

косвенно оценивалось по полученным для разных режимов течения вязкостно-температурным характеристикам согласно методике, изложенной в работах [6, 101].

Исследование тиксотропных свойств высокопарафинистой нефти сводилось к получению и последующей оценке площади петли гистерезиса, образованной снятыми за единый цикл измерения кривыми течения при прямом ходе, ожидании полного разрушения структуры и обратном ходе в режиме Shear Rate Ramp. Площадь петли гистерезиса, отнесенной к объему подвергнутого сдвигу образца, характеризует величину механической энергии, затрачиваемой на разрушение тиксотропной структуры [130].

Исследование вязкоупругих свойств высокопарафинистых нефтей осуществлялось в режиме динамических испытаний при непрерывном охлаждении в диапазоне температур +65...20 °С. Задавшись амплитудой изменения напряжения сдвига τ_0 и частотой колебаний (угловой скоростью ω), величина которых составляет 10 Па и 1 Гц соответственно, определяется фазовый угол δ и максимальная деформация γ_0 . На основе полученных данных, по формуле (2.5) рассчитывается значение комплексной вязкости η^* , характеризующей общее сопротивление динамическому сдвигу. Комплексная вязкость η^* может быть разложена на две составляющих – динамическую вязкость η' (вязкая компонента) и запасенную (мнимую) вязкость η'' (упругая компонента) с использованием уравнений 2.6 и 2.7 соответственно:

$$\eta^* = \frac{\tau_0}{\gamma_0 \cdot \omega} \quad (2.5)$$

$$\eta' = \frac{\tau_0}{\gamma_0 \cdot \omega} \cdot \sin \delta \quad (2.6)$$

$$\eta'' = \frac{\tau_0}{\gamma_0 \cdot \omega} \cdot \cos \delta \quad (2.7)$$

Комплексный модуль G^* связан с комплексной вязкостью η^* через угловую скорость (частоту колебаний) и определяется по формуле 2.8:

$$G^* = \omega \cdot \eta^* \quad (2.8)$$

Комплексный модуль G^* по аналогии с комплексной вязкостью η^* может быть также разложен на две составляющих – модуль упругости (накопления) G' и модуль вязкости (потерь) G'' и определяется по формулам 2.9 и 2.10:

$$G' = G^* \cdot \cos \delta \quad (2.9)$$

$$G'' = G^* \cdot \sin \delta \quad (2.10)$$

Если угол сдвига фаз $\delta = 90^\circ$, то $G' = 0$ и $G'' = G^*$ и вещество является чисто вязким.

Если угол сдвига фаз $\delta = 0^\circ$, то $G'' = 0$ и $G' = G^*$ и вещество является чисто упругим [130].

Для нелинейно-вязкопластичных жидкостей характерно наличие предельного (статического) напряжения сдвига τ_0 и предельного динамического напряжения сдвига τ_d . Первое из них характеризует прочность структуры в жидкости и соответствует такому значению напряжения сдвига, при котором жидкость начинает течение из положения равновесия. При малых напряжениях сдвига ($\tau < \tau_0$) вязкопластичная жидкость ведет себя как твердое тело с отсутствием течения. В интервале напряжений сдвига $\tau < \tau_d$ течение происходит со статическим напряжением сдвига τ_0 и очень большой вязкостью. При больших напряжениях сдвига ($\tau > \tau_d$) структура в жидкости полностью разрушается, течение происходит с меньшей вязкостью и пределом текучести τ_d [99, 109, 130]. На рисунке 2.13 выделены три характерных области: 1 – отсутствие течения (структура жидкости остается без изменений); 2 – переходная область (течение по Шведову, наблюдается явление ползучести) и 3 – структура полностью разрушена (течение по Бингаму). При температуре 40°C величина предельного (статического) напряжения сдвига и предельного динамического напряжения сдвига высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} составляет 2,64 Па и 5,77 Па соответственно [6-8].

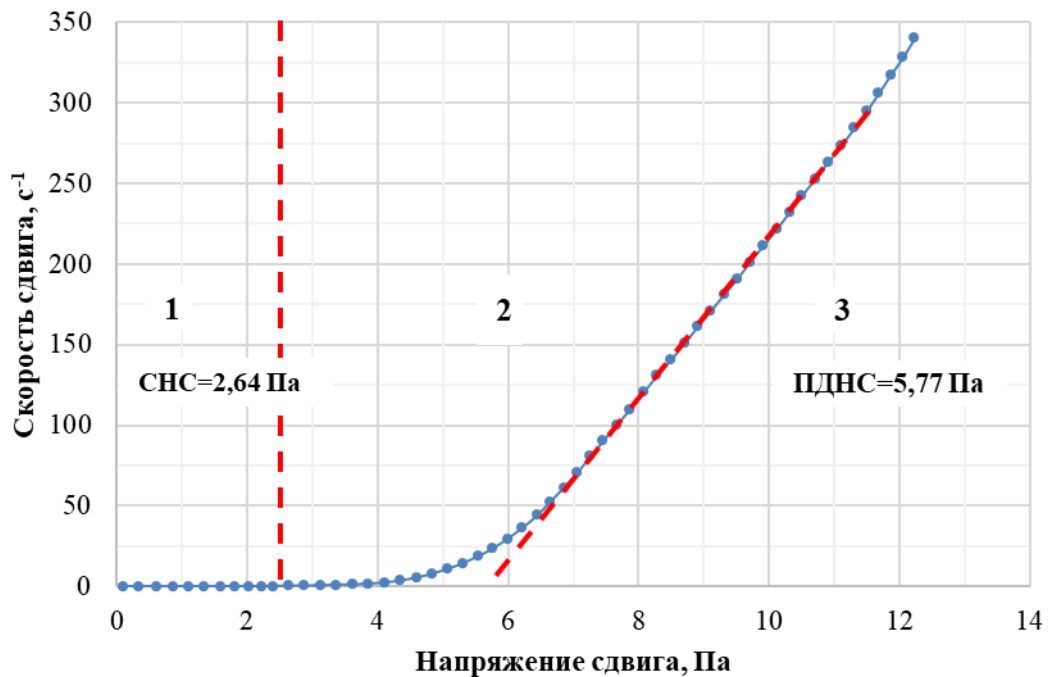


Рисунок 2.13 – Определение статического и предельного динамического напряжения сдвига верхнеэйфельской нефти при температуре 40°C

Многokратное увеличение предельного (статического) напряжения сдвига высокопарафинистых нефтей залежей D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения наблюдается при температурах 40,0 и 32,5 °C соответственно, что косвенно свидетельствует о начале образования прочной пространственной структуры в исследуемых НДС (рисунок 2.14).

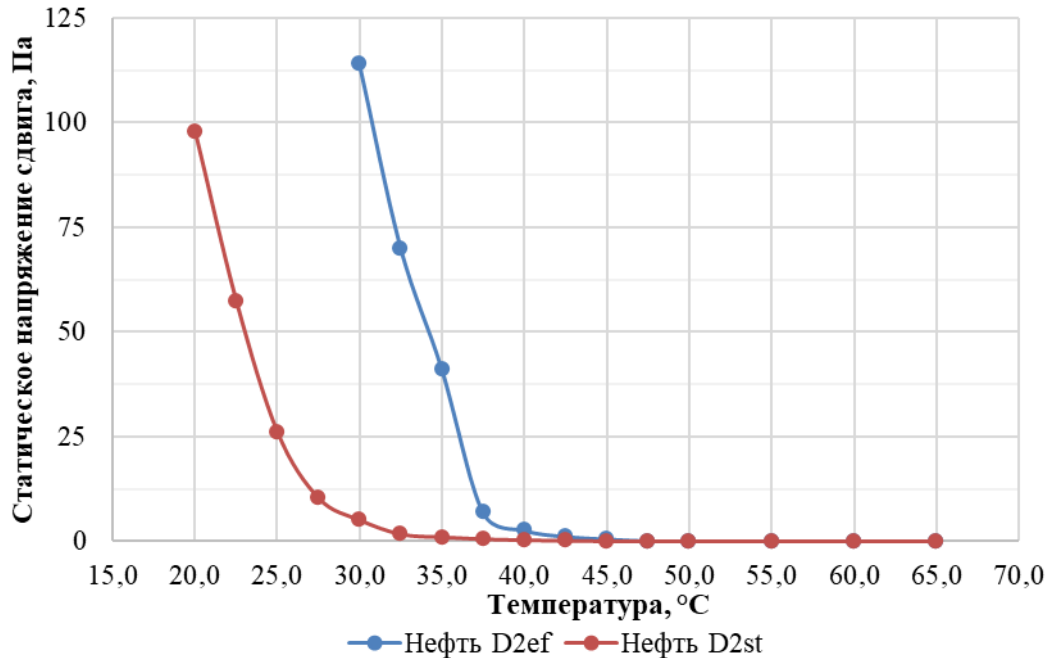
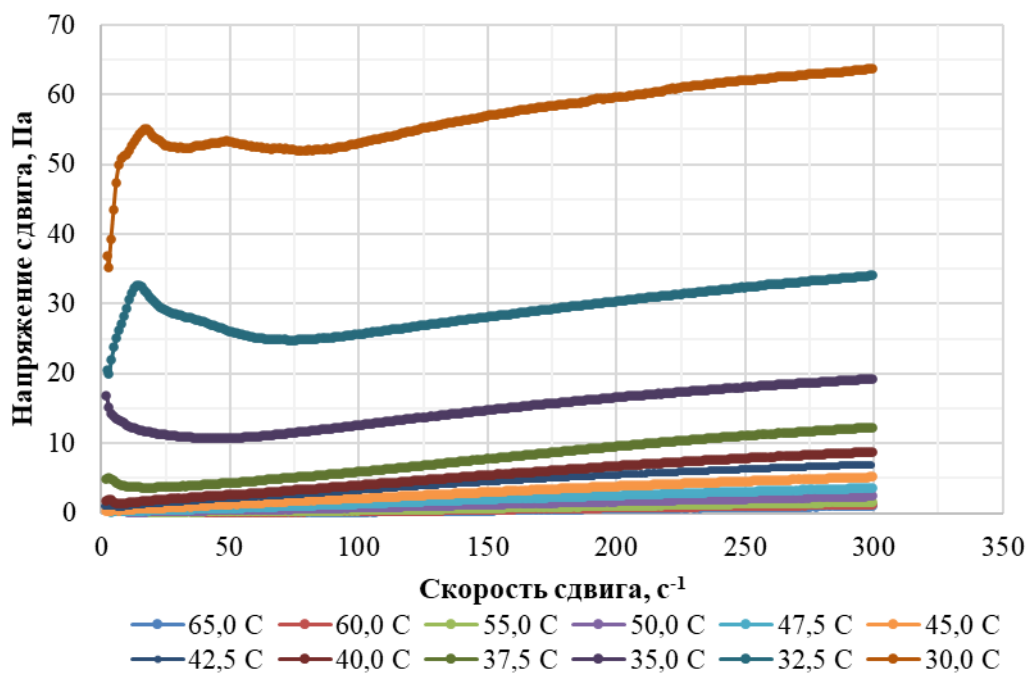
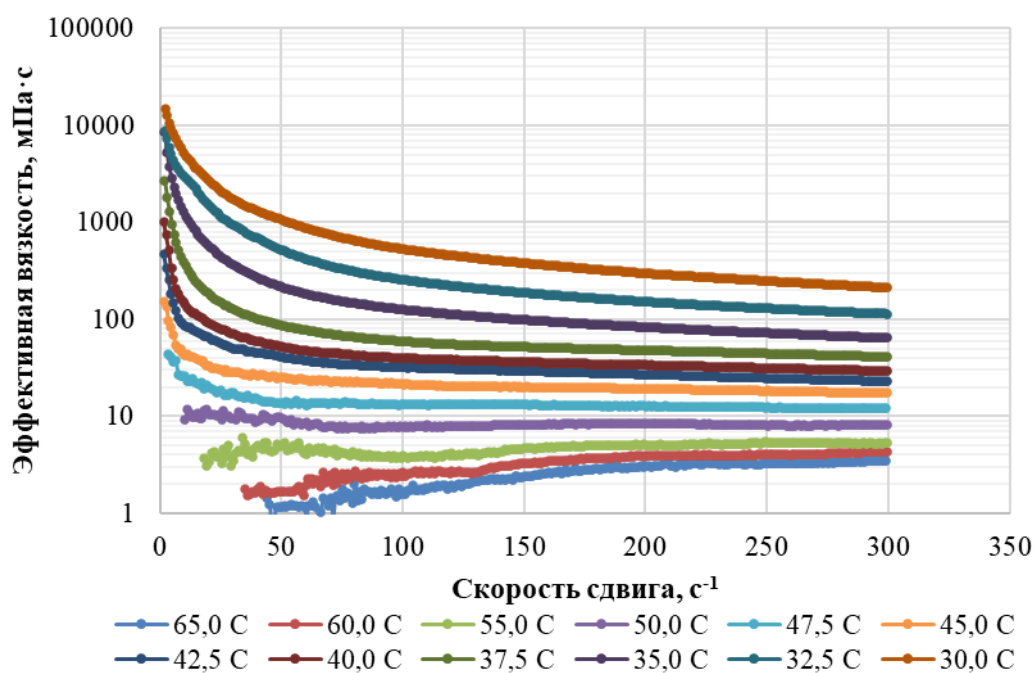
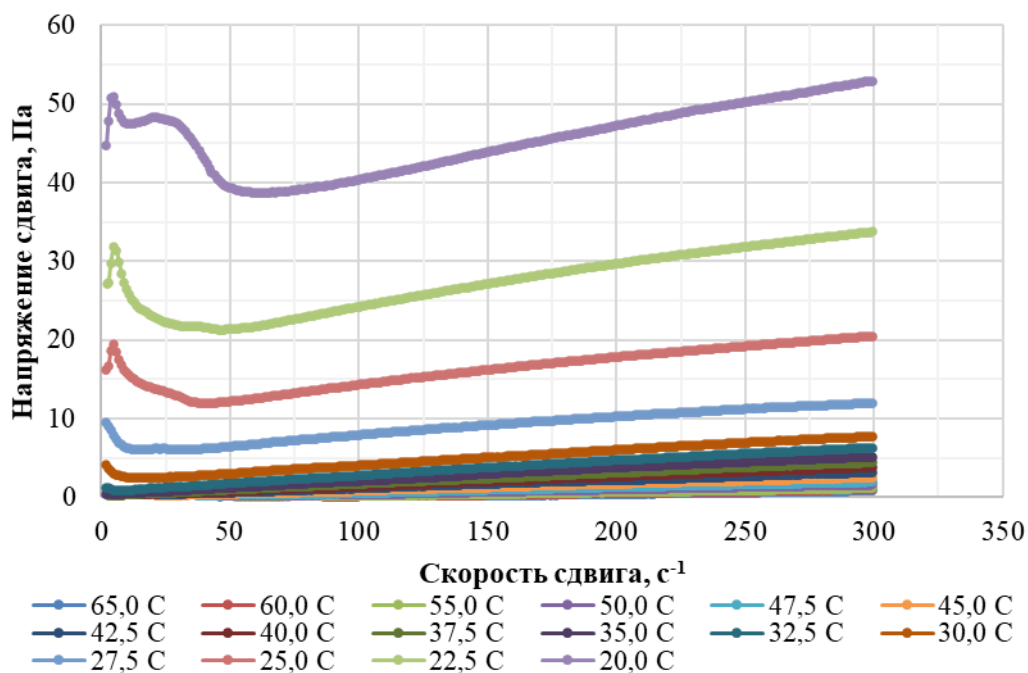
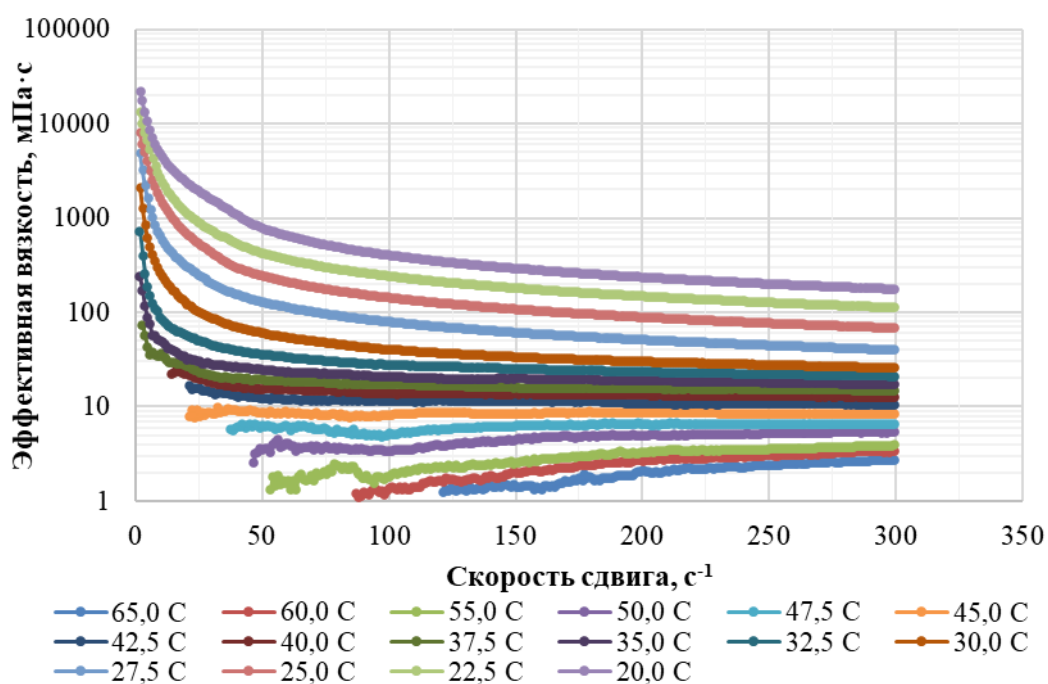


Рисунок 2.14 – Зависимость статического напряжения сдвига исследуемых высокопарафинистых нефтей от температуры

На рисунках 2.15 – 2.18 представлены реологические кривые течения и эффективной вязкости высокопарафинистых безводных нефтей верхнеэйфельской и старооскольской залежей Кыртаельского месторождения при разных температурных режимах. Установлено, что для нефтей верхнеэйфельской и старооскольской залежей при температурах выше 50,0 и 42,5 °C соответственно характерно ньютоновское поведение. Сверханомалии вязкости становятся сильно выраженными при постепенном охлаждении исследуемых нефтей ниже 35,0 и 27,5 °C соответственно. Основными структурообразующими компонентами являются парафиновые углеводороды, содержание которых в нефти залежей D_{2ef} и D_{2st} составляет 32,3 и 12,4 % масс. соответственно.

Рисунок 2.15 – Кривые течения высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} Рисунок 2.16 – Кривые эффективной вязкости высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef}

Рисунок 2.17 – Кривые течения высокопарафинистой нефти залежи D_{2st} Рисунок 2.18 – Кривые эффективной вязкости высокопарафинистой нефти залежи D_{2st}

Результаты сопоставления и выбора наиболее подходящих реологических моделей течения жидкости для описания поведения исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения при разных температурных режимах представлены на рисунке 2.19, в таблицах 2.4 и 2.5.

Согласно полученным результатам исследования реологических свойств дегазированных безводных нефтей верхнеэйфельской и старооскольской залежей установлено, что неньютоновское поведение высокопарафинистой нефти наблюдается при температурах ниже 50,0 и 42,5 °С соответственно и наиболее точно описывается реологическими уравнениями

Гершеля-Балкли и З.П. Шульмана, представляя собой структурированную вязкопластичную жидкость с пределом текучести [6-8].

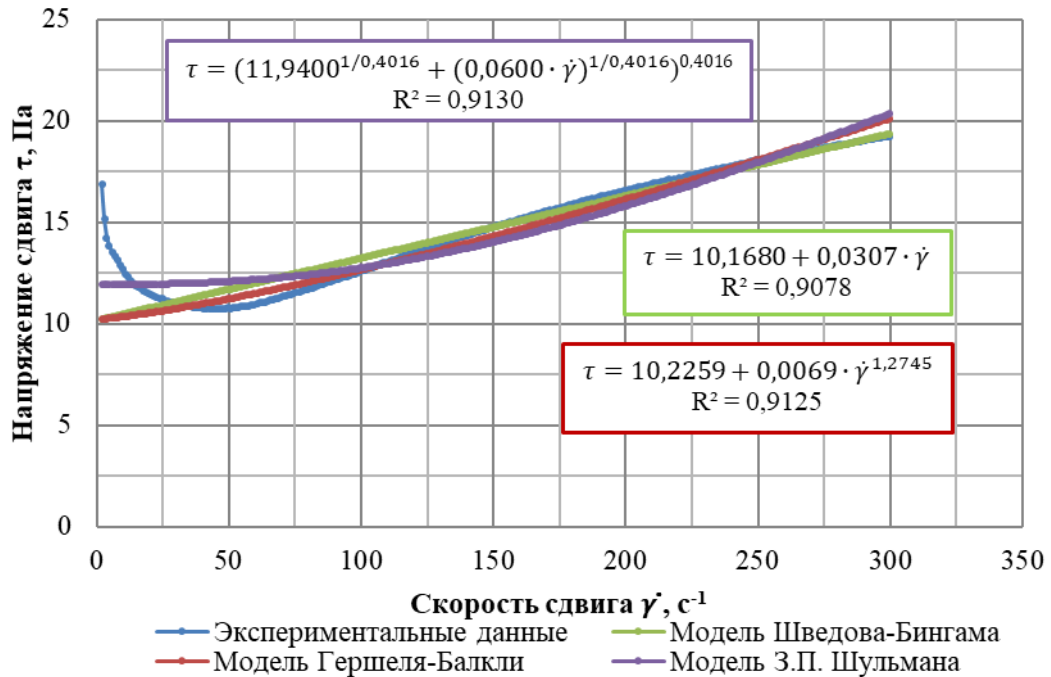


Рисунок 2.19 – Сопоставление реологических моделей течения жидкости с неньютоновским поведением нефти залежи D_{2ef} при температуре 35 °С

Многokратное увеличение эффективной вязкости верхнеэйфельской и старооскольской нефтей в области низких скоростей сдвига наблюдается при температурах ниже 40,0 и 32,5 °С соответственно (рисунки 2.20 и 2.21). При высоких скоростях сдвига процесс образования подвижной пространственной структуры из диспергированных в нефти частиц парафина становится менее интенсивным и наблюдается в области меньших температур.

Таблица 2.4 – Результаты сопоставления реологических моделей течения жидкости с поведением высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} при разных температурных режимах

Температура, °С	Реологические модели течения													Тип жидкости
	Ньютона		Шведова-Бингама			Гершеля-Балкли				З.П. Шульмана				
	Вязкость μ , Па·с	Коэффициент детерминации R ²	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Пластическая вязкость $\mu_{пл}$, Па·с	Коэффициент детерминации R ²	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Показатель консистентности K, Па·с ⁿ	Показатель поведения n	Коэффициент детерминации R ²	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Вязкость, Па·с	Показатель степени n	Коэффициент детерминации R ²	
65,0	0,0030	0,9250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Ньютоновская
60,0	0,0038	0,9495	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
55,0	0,0050	0,9798	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
50,0	0,0082	0,9974	0,0144	0,0081	0,9975	0,0348	0,0067	1,0328	0,9974	0,0001	0,0060	3,7450	0,9944	Переход от ньютоновской к вязкопластичной
47,5	-	-	0,1507	0,0118	0,9987	0,0430	0,0124	0,9997	0,9958	0,0025	0,0065	3,8000	0,9955	Вязкопластичная с пределом текучести
45,0	-	-	0,4403	0,0166	0,9963	0,1395	0,0408	0,8479	0,9992	0,0066	0,0089	3,7413	0,9989	
42,5	-	-	1,0532	0,0208	0,9902	0,4044	0,0846	0,7653	0,9976	0,0979	0,0087	3,2300	0,9970	
40,0	-	-	1,4217	0,0258	0,9959	1,1436	0,0455	0,9040	0,9971	1,1139	0,0233	1,2564	0,9966	
37,5	-	-	2,9661	0,0320	0,9885	3,3337	0,0152	1,1279	0,9904	3,5405	0,0372	0,7290	0,9918	
35,0	-	-	10,1680	0,0307	0,9078	10,2259	0,0069	1,2745	0,9125	11,9400	0,0600	0,4016	0,9130	
32,5	-	-	22,2000	0,0408	0,4042	22,9100	0,0046	1,3850	0,4121	25,2590	0,0920	0,4080	0,6767	
30,0	-	-	49,8340	0,0500	0,8503	51,2561	0,0031	1,4718	0,8502	51,8775	0,0996	0,6370	0,8443	

Таблица 2.5 – Результаты сопоставления реологических моделей течения жидкости с поведением высокопарафинистой нефти старооскольской залежи при разных температурных режимах

Температура, °С	Реологические модели течения													Тип жидкости
	Ньютона		Шведова-Бингама			Гершеля-Балкли				З.П. Шульмана				
	Вязкость μ , Па·с	Коэффициент детерминации R^2	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Пластическая вязкость $\mu_{пл}$, Па·с	Коэффициент детерминации R^2	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Показатель консистенции K , Па·с ⁿ	Показатель поведения n	Коэффициент детерминации R^2	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Вязкость, Па·с	Показатель степени n	Коэффициент детерминации R^2	
65,0	0,0021	0,8314	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Ньютоновская
60,0	0,0027	0,8788	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
55,0	0,0033	0,9279	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
50,0	0,0050	0,9692	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
47,5	0,0064	0,9907	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
45,0	0,0085	0,9984	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
42,5	0,0109	0,9939	0,1000	0,0104	0,9973	0,0300	0,0183	0,9024	0,9979	0,0020	0,0095	2,4500	0,9980	Переход от ньютоновской к вязкопластичной
40,0	-	-	0,1837	0,0123	0,9990	0,1066	0,0166	0,9487	0,9995	0,0248	0,0110	1,9522	0,9995	Вязкопластичная с пределом текучести
37,5	-	-	0,2711	0,0142	0,9991	0,1490	0,0217	0,9286	0,9997	0,0762	0,0127	1,6963	0,9997	
35,0	-	-	0,4385	0,0164	0,9972	0,2057	0,0332	0,8811	0,9990	0,0832	0,0129	2,0938	0,9986	
32,5	-	-	0,9112	0,0186	0,9970	0,6292	0,0380	0,8807	0,9988	0,5496	0,0159	1,4534	0,9984	
30,0	-	-	2,2252	0,0188	0,9893	2,3642	0,0118	1,0790	0,9900	2,4422	0,0210	0,8330	0,9906	
27,5	-	-	5,8582	0,0213	0,9549	6,0531	0,0119	1,0993	0,9562	6,7500	0,0381	0,4650	0,9230	
25,0	-	-	12,1924	0,0272	0,8112	12,3904	0,01521	1,1032	0,8250	13,6276	0,0652	0,3622	0,8360	
22,5	-	-	21,1211	0,0414	0,8274	20,7923	0,0218	1,1309	0,8320	24,3281	0,0990	0,3740	0,8357	
20,0	-	-	40,4321	0,0341	0,4705	40,5992	0,0150	1,1479	0,5085	41,3841	0,1410	0,3890	0,6453	

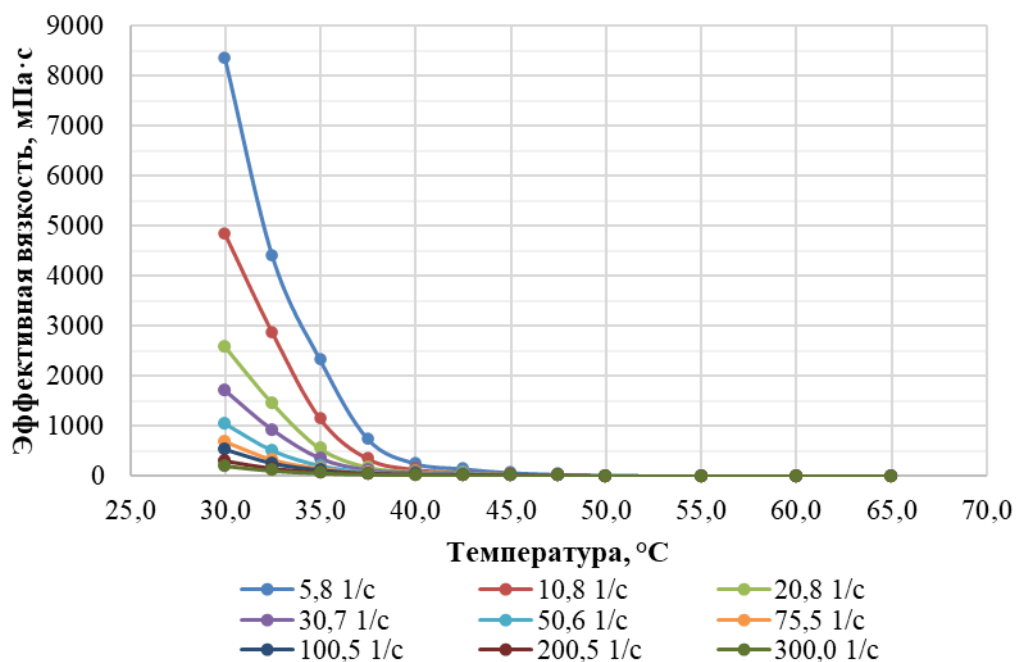


Рисунок 2.20 – Зависимость эффективной вязкости высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} от температуры и скорости сдвига

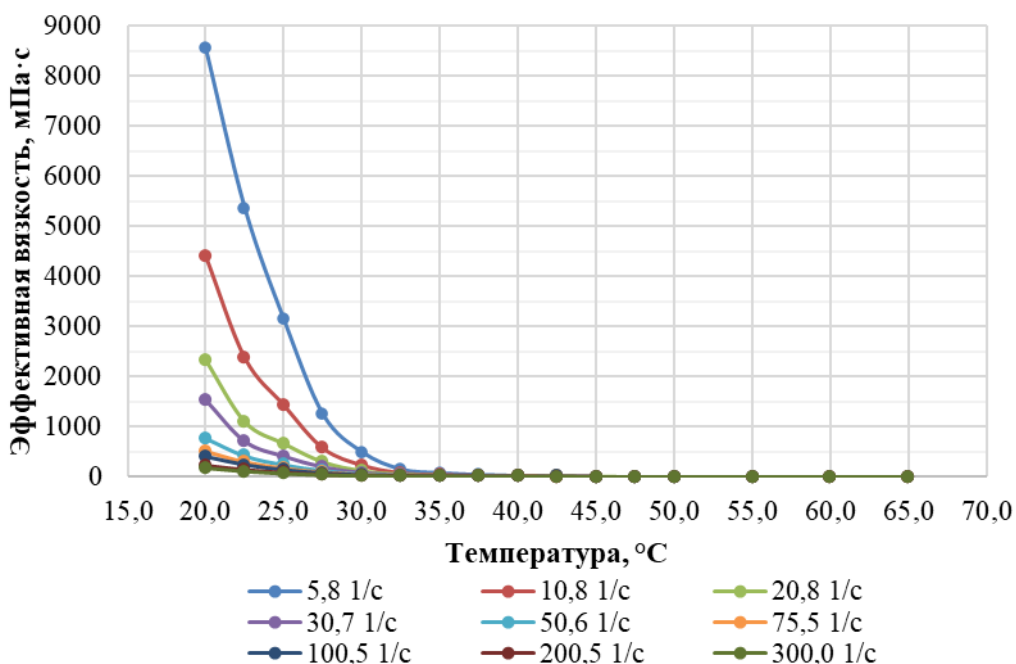


Рисунок 2.21 – Зависимость эффективной вязкости высокопарафинистой нефти залежи D_{2st} от температуры и скорости сдвига

Таким образом, процессы структурообразования оказывают существенное влияние на вязкость нефти при течении со сравнительно низкими скоростями сдвига. Увеличение концентрации дисперсной фазы при охлаждении нефти приводит к взаимодействию частиц парафина с последующим изменением реологических свойств дисперсной системы. При понижении температуры прочность структурного каркаса увеличивается, а взаимодействие между частицами парафина усиливается вследствие ослабления теплового движения молекул, что приводит к переходу ньютоновской системы в структурированную вязкопластичную

жидкость с пределом текучести. Кристаллизации парафиновых углеводородов при снижении температуры предшествует «распрямление» их молекул. Появление в парафинсодержащей дисперсной системе взаимодействующих друг с другом вытянутых молекул сопровождается образованием пространственной структуры, разрушающейся из-за теплового движения, но тут же восстанавливающейся. Связь между молекулами осуществляется за счет сил Ван-дер-Ваальса [38].

Дальнейшим этапом исследований стало определение зависимости температуры начала структурообразования от скорости сдвига для исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения. По полученным вязкостно-температурным характеристикам нефтей, соответствующим различным режимам течения, графическим методом определены температуры начала структурообразования в исследуемом диапазоне скоростей сдвига [6].

Значение температуры, соответствующей началу структурообразования в высокопарафинистой нефти при определенной скорости сдвига, определялось по зависимости эффективной вязкости исследуемой дисперсной системы от температуры в полулогарифмических координатах (рисунок 2.22). Точка пересечения двух касательных к вязкостно-температурной характеристике высокопарафинистой нефти соответствует искомому значению температуры начала структурообразования при выбранной скорости сдвига. В рассмотренном примере решением системы уравнений (2.8) для линий тренда, построенных к вязкостно-температурной характеристике высокопарафинистой нефти верхнеэфельской залежи при скорости сдвига $50,6 \text{ с}^{-1}$, является значение температуры начала структурообразования – $35,52 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$\begin{cases} \mu_{\text{эф}} = -167,220 \cdot T + 6026,100 \\ \mu_{\text{эф}} = -5,884 \cdot T + 295,297 \end{cases} \quad (2.8)$$

$$-161,336 \cdot T = -5730,8$$

$$T = 35,52 \text{ }^\circ\text{C}$$

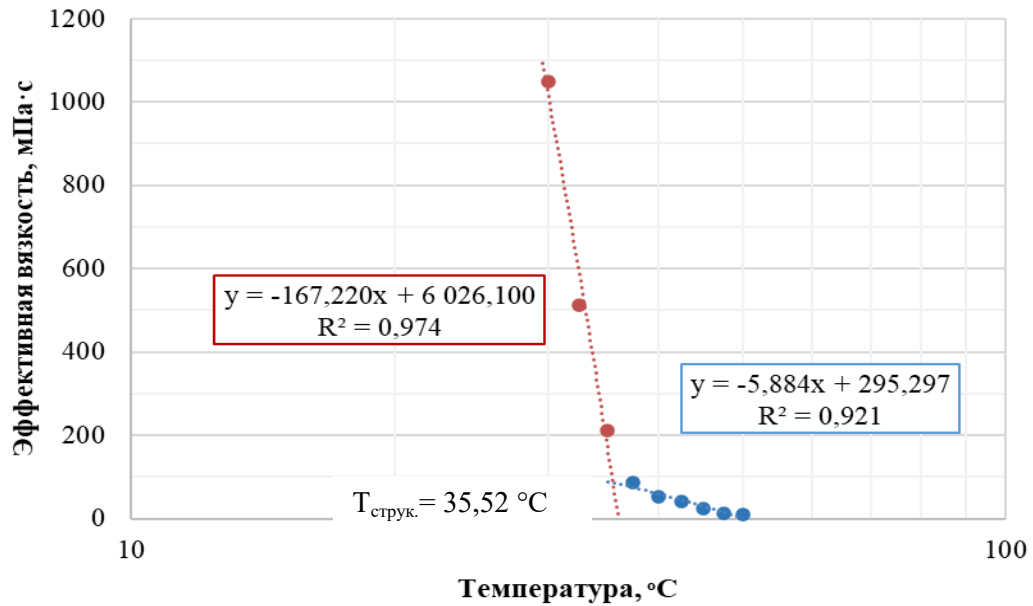


Рисунок 2.22 – Вязкостно-температурная характеристика высокопарафинистой нефти верхнеэфельской залежи в полулогарифмических координатах при скорости сдвига $50,6 \text{ с}^{-1}$

Полученные результаты исследования реологических свойств высокопарафинистой нефти позволили оценить температуру начала структурообразования на основе обработки её вязкостно-температурных характеристик, соответствующих широкому диапазону скоростей сдвига. Для высокопарафинистых безводных нефтей Кыртаельского месторождения установлено снижение температуры начала структурообразования в исследуемом диапазоне скоростей сдвига (от 0 до 300 с^{-1}) на величину до $2,5 \text{ °С}$. В исследуемой области условно выделяется критическая скорость сдвига, равная для верхнеэфельской и старооскольской нефтей $50,6$ и $30,4 \text{ с}^{-1}$ соответственно, выше которой температура начала структурообразования остается постоянной (рисунки 2.23 и 2.24).

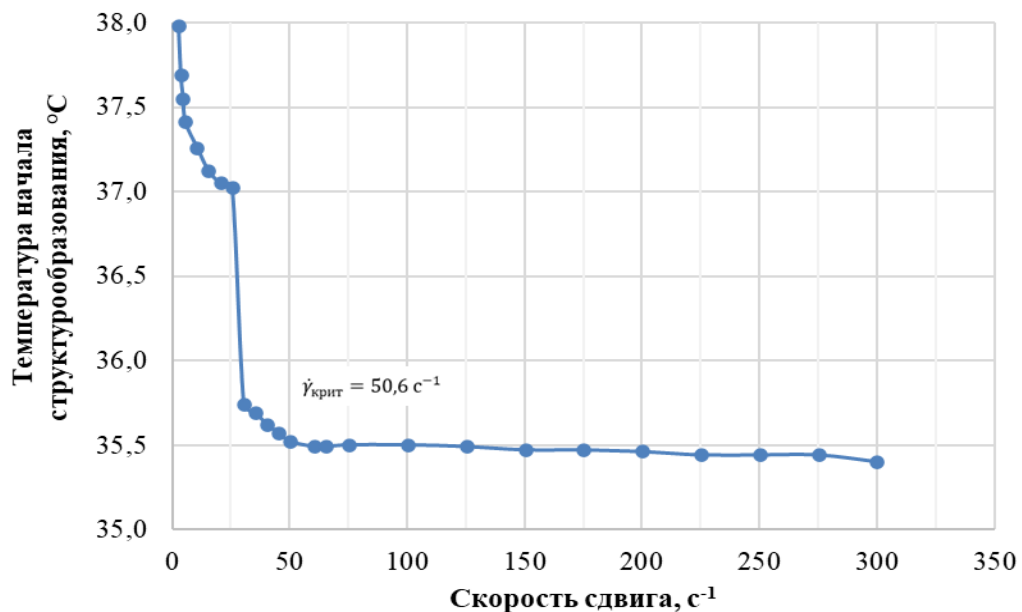


Рисунок 2.23 – Зависимость температуры начала структурообразования высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} от скорости сдвига

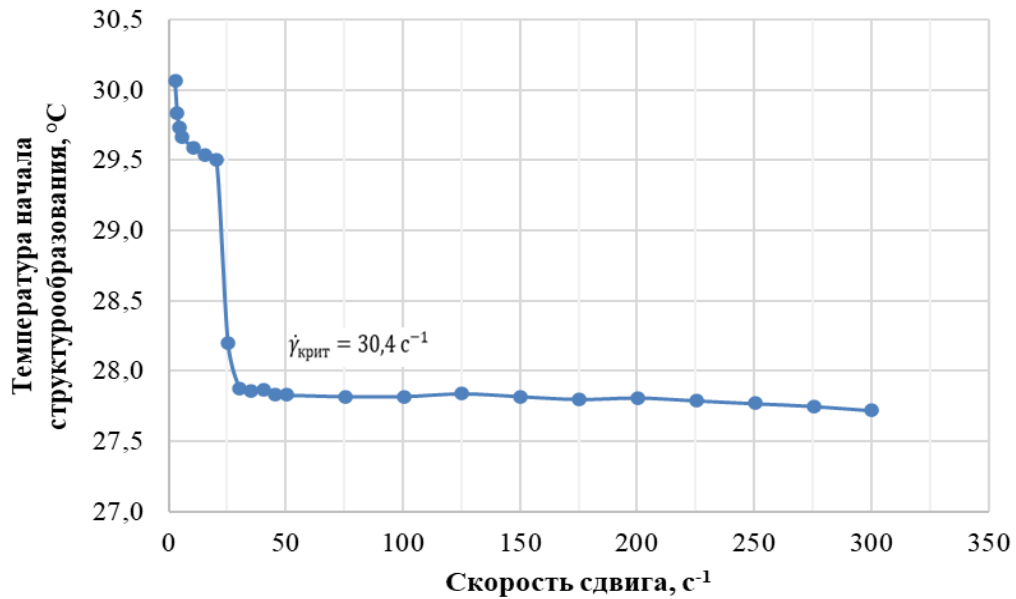


Рисунок 2.24 – Зависимость температуры начала структурообразования высокопарафинистой нефти залежи D_{2st} от скорости сдвига

Как показывает практика, температура начала структурообразования близка по своему значению к температуре насыщения нефти парафином. Поэтому особенно важным является её правильная оценка при определении глубины начала образования парафиновых отложений в скважине и обосновании парафинобезопасного режима её работы на основе результатов исследования реологических свойств и особенностей течения высокопарафинистой нефти при разных температурных условиях.

На основе установленной зависимости температуры начала структурообразования от скорости сдвига выполнены расчеты по определению влияния объемного расхода высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} на температуру начала её структурообразования. Методика расчета представлена ниже [6-8].

Для стандартных значений диаметров колонны НКТ и труб, применяемых в системе внутрипромыслового сбора и транспорта нефти, выполнен пересчет скоростей сдвига в объемный расход по формуле 2.9 [83]:

$$Q = 86400 \cdot \frac{\pi \cdot \dot{\gamma} \cdot R^3}{4} \quad (2.9)$$

где Q – объемный расход, м³/сут;

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с⁻¹;

R – внутренний радиус колонны НКТ и труб, применяемых в системе внутрипромыслового сбора и транспорта нефти, м.

Расчетные зависимости влияния объемного расхода высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} на температуру начала её структурообразования в зависимости от диаметров колонны НКТ

и труб, применяемых в системе внутрипромыслового сбора и транспорта нефти, представлены на рисунках 2.25 и 2.26.

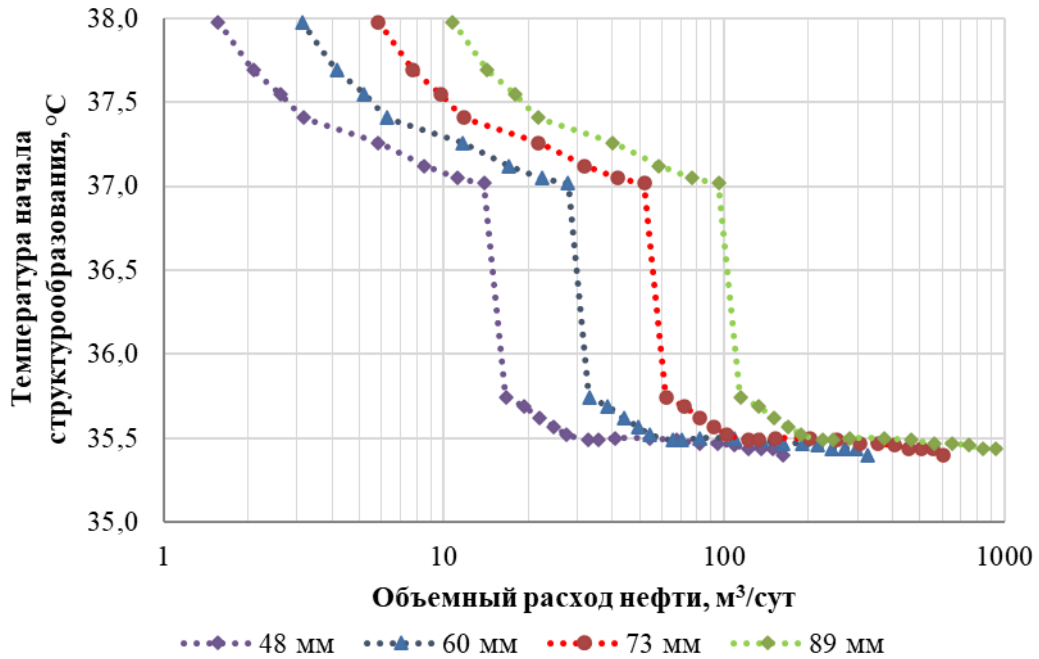


Рисунок 2.25 – Влияние объемного расхода верхнеэйфельской нефти на температуру начала её структурообразования в зависимости от диаметра колонны НКТ

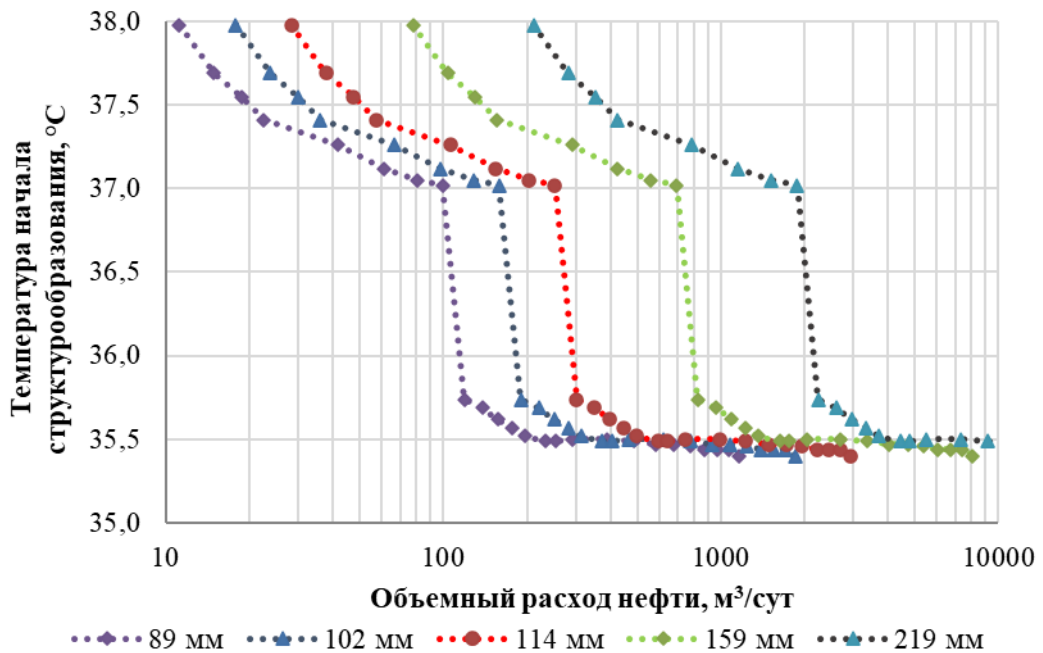


Рисунок 2.26 – Влияние объемного расхода верхнеэйфельской нефти на температуру начала её структурообразования в зависимости от диаметра внутрипромыслового трубопровода

Зависимость объемного расхода высокопарафинистой нефти верхней части эйфельского яруса Кыртаельского месторождения, соответствующего критической скорости сдвига $\dot{\gamma}_{крит}$, от диаметра колонны НКТ описывается по экспоненциальному закону (уравнение 2.10):

$$Q_{крит} = 0,1521 \cdot 10^{-3} \cdot D^{3,1260} \quad (2.10)$$

где $Q_{\text{крит}}$ – объемный расход нефти, соответствующий критической скорости сдвига $\dot{\gamma}_{\text{крит}}$, $\text{м}^3/\text{сут}$;

D – условный диаметр колонны НКТ, мм.

На рисунке 2.27 выделена рекомендуемая область значений объемных расходов высокопарафинистой нефти верхней части эйфельского яруса, при которых температура начала структурообразования является величиной постоянной, принимая минимальное значение. Также указана нежелательная (парафиноопасная) область значений объемных расходов исследуемой нефти, при которых температура начала структурообразования повышается с увеличением прочности образующейся структуры в нефти [6-8].

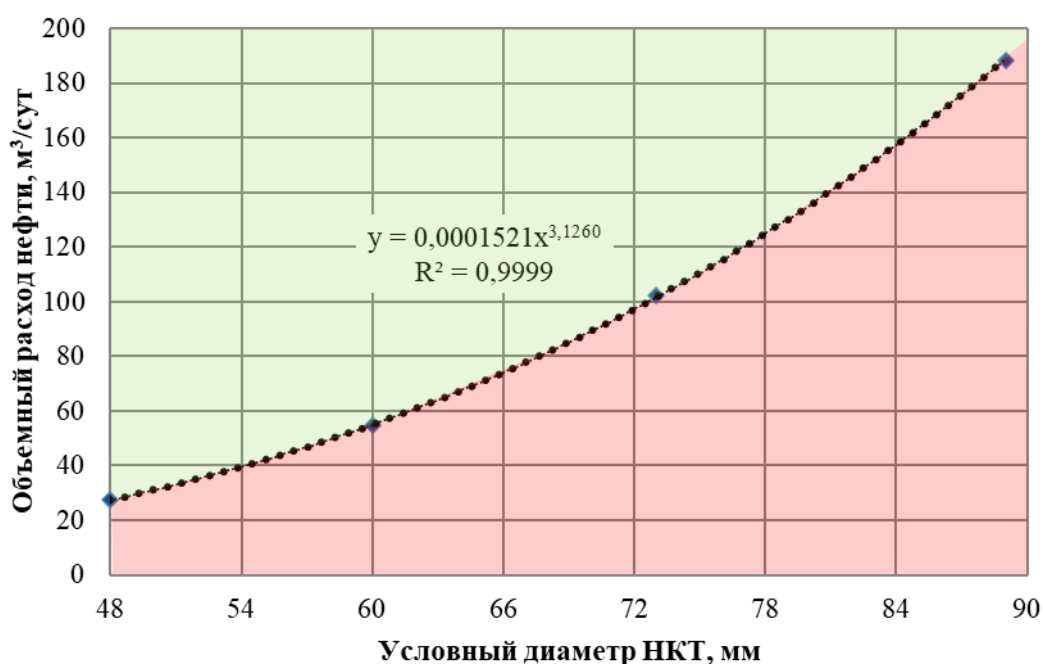
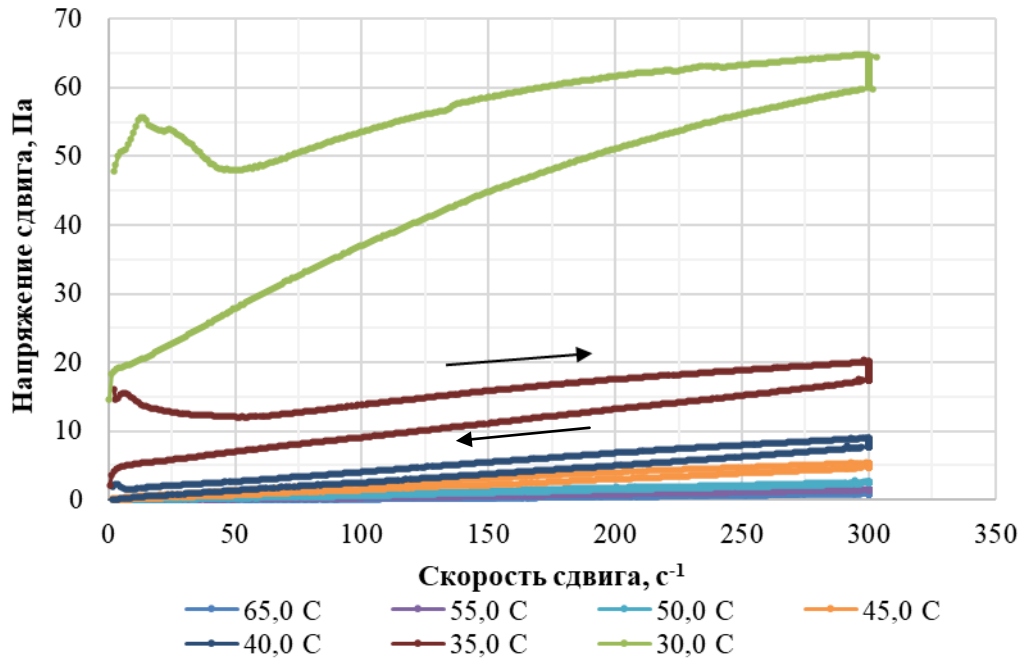
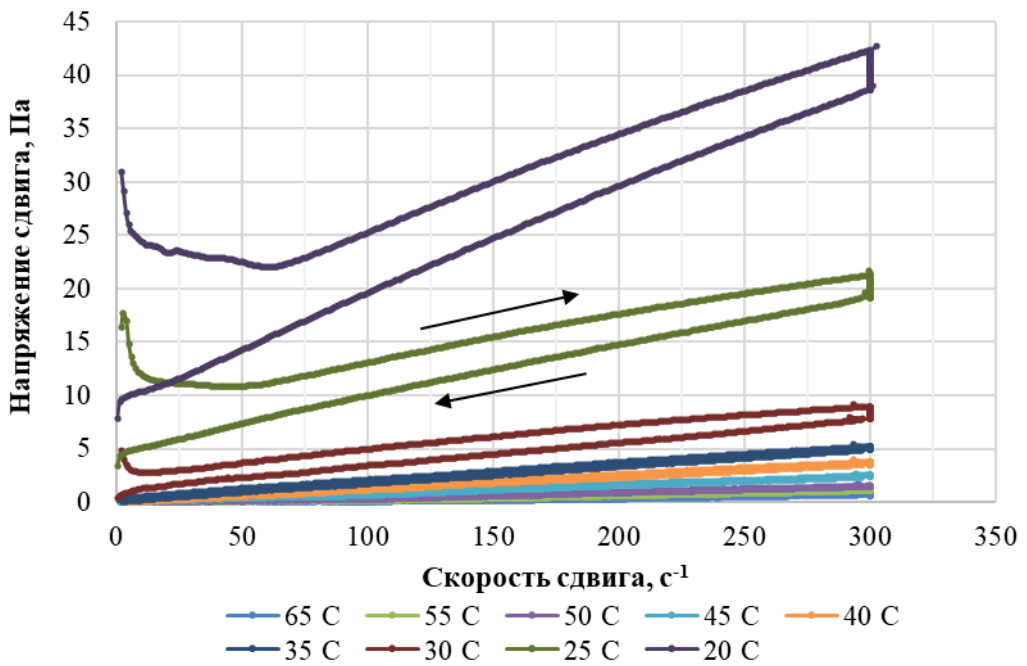


Рисунок 2.27 – Зависимость объемного расхода высокопарафинистой нефти залежи $D_{2\text{эф}}$ соответствующего критической скорости сдвига $\dot{\gamma}_{\text{крит}}$, от диаметра колонны НКТ

Результаты исследования тиксотропных свойств высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения представлены на рисунках 2.28 – 2.30. Установлено, что верхнеэйфельская и старооскольская нефти при температурах ниже $50,0$ и $35,0$ °С соответственно начинают проявлять тиксотропные свойства, что указывает на их склонность к интенсивному структурообразованию и проявлению сверханомалий вязкости.

Рисунок 2.28 – Петли гистерезиса высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} Рисунок 2.29 – Петли гистерезиса высокопарафинистой нефти залежи D_{2st}

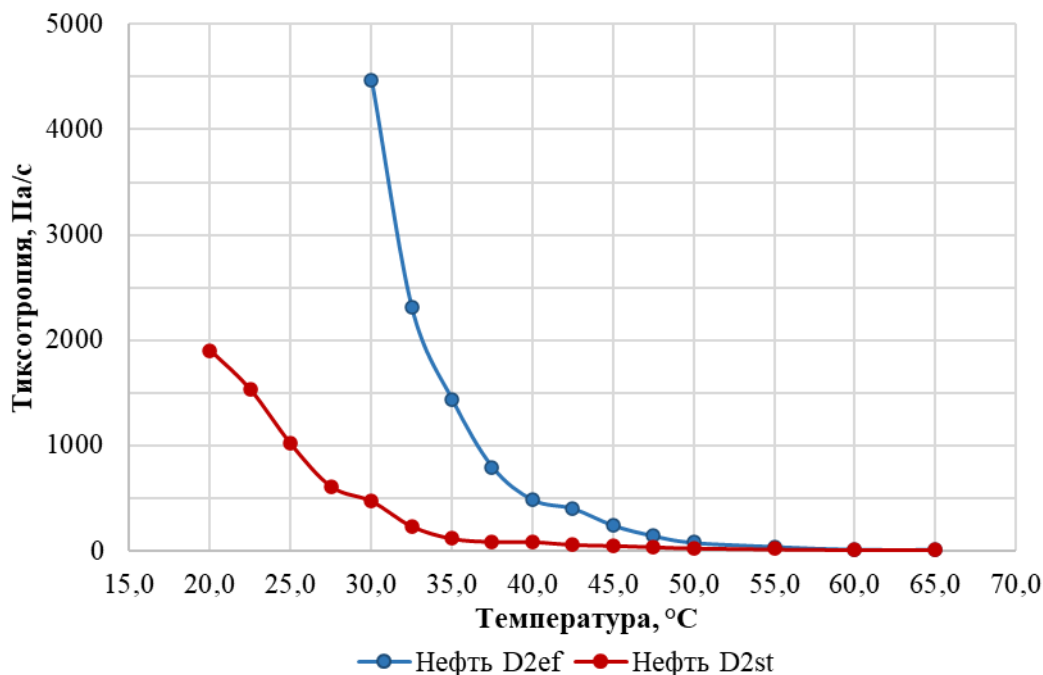


Рисунок 2.30 – Зависимость тиксотропии высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения от температуры

Отдельно следует отметить наличие характерных особенностей (немонотонности) у снятых при прямом ходе реологических кривых течения высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} при температурах ниже $35,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ (рисунок 2.31). Сложный переход от прочной пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа (состояние «геля») к течению исследуемой НДС с меньшей вязкостью сопровождается сдвиговым (послойным) движением диспергированных в нефти частиц парафина, при котором одному значению напряжения сдвига соответствуют три значения скорости сдвига.

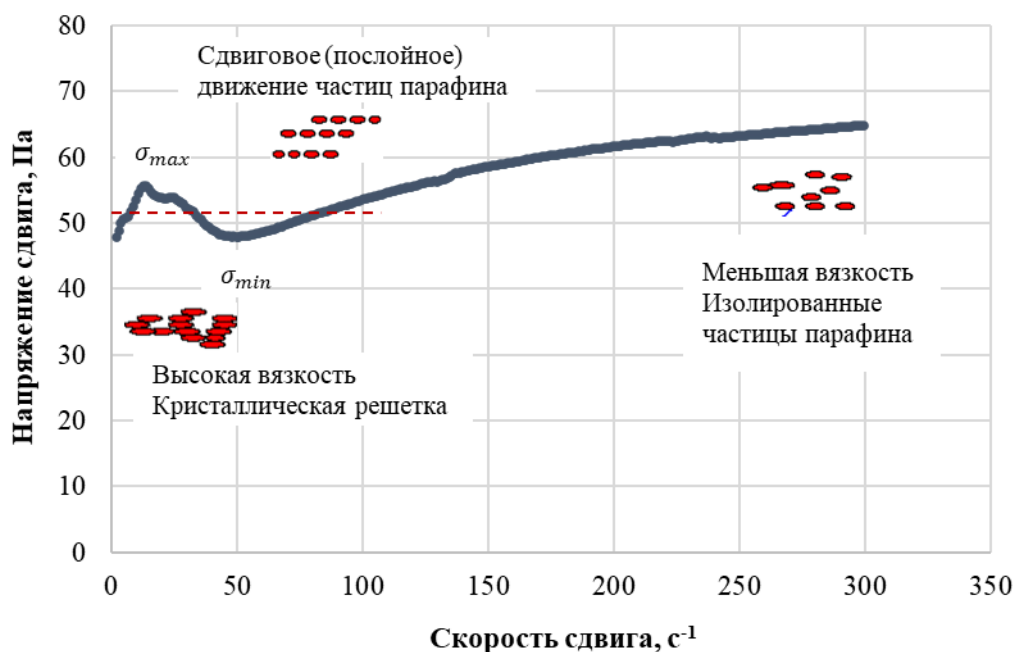


Рисунок 2.31 – Интерпретация немонотонности кривой течения высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} при температуре $30\text{ }^{\circ}\text{C}$

Результаты исследований вязкоупругих свойств высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения представлены на рисунках 2.32 – 2.34 и в таблице 2.6. Установлено, что нефти залежей D_{2ef} и D_{2st} обладают выраженными вязкоупругими свойствами в области температур ниже температуры фазового перехода парафина в них с последующим образованием прочной пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа (по классификации акад. П.А. Ребиндера). Согласно полученным зависимостям фазового угла, комплексных модуля и вязкости (их составляющих) от температуры для верхнеэйфельской и старооскольской нефтей установлены следующие характерные особенности процессов структурообразования:

- в области температур, превышающих температуру фазового перехода парафина в исследуемых НДС, наблюдается реологическое поведение, характерное для чисто вязких (ньютоновских) жидкостей. При этом значения комплексных модуля и вязкости остаются практически постоянными и в большей мере определяются модулем потерь и вязкой компонентой;

- при снижении температуры ниже 40,0 и 32,5 °С соответственно наблюдается резкое увеличение значений упругих составляющих комплексных модуля и вязкости до значений вязких компонент, что свидетельствует об образовании надмолекулярной структуры. Образующаяся в нефти структура, состоящая из частично выделившихся кристаллов парафина, не является жестким пространственным каркасом и под действием механического воздействия легко разрушается;

- дальнейшее охлаждение приводит к значительному упрочнению структуры и переходу нефти в состояние «геля» (составляющие комплексного модуля принимают равные значения). Однако наличие несвязанной жидкой фазы в дисперсной системе способствует незначительному разупрочнению пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа. Процессы повторной кристаллизации приводят к окончательному переходу исследуемой НДС в твердое состояние.

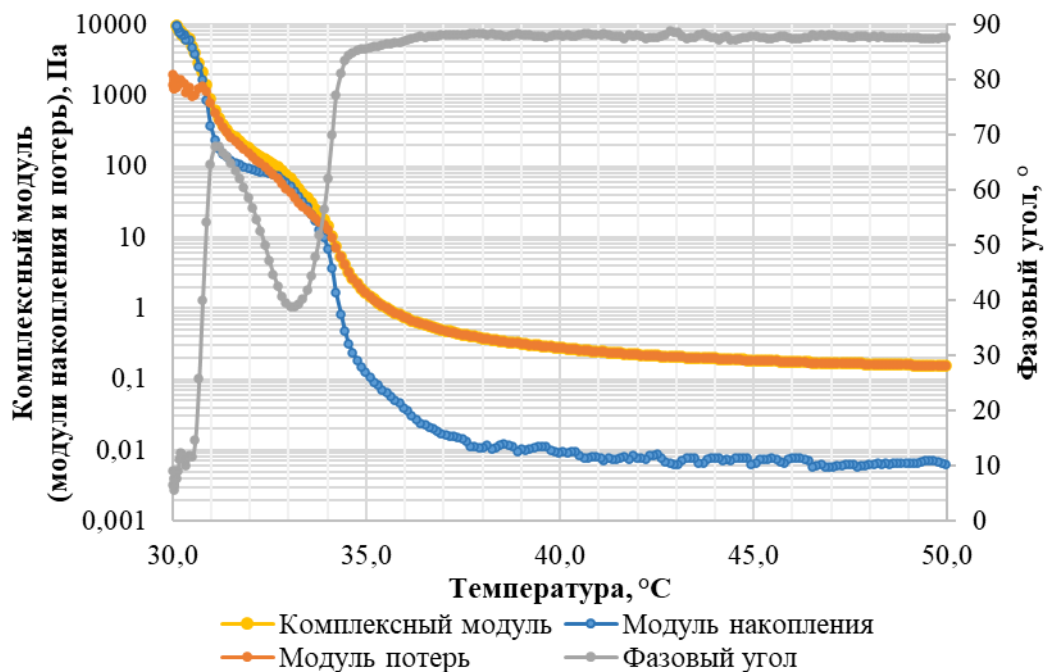


Рисунок 2.32 – Зависимость комплексного модуля и его составляющих (модулей накопления и потерь) верхнеэйфельской нефти от температуры

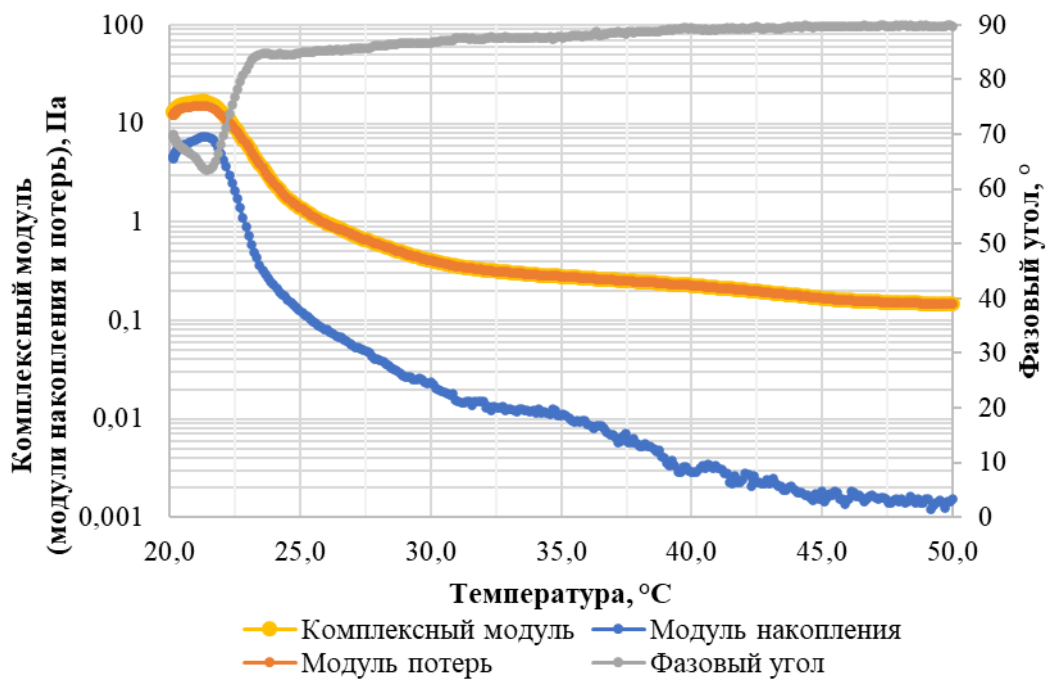


Рисунок 2.33 – Зависимость комплексного модуля и его составляющих (модулей накопления и потерь) старооскольской нефти от температуры

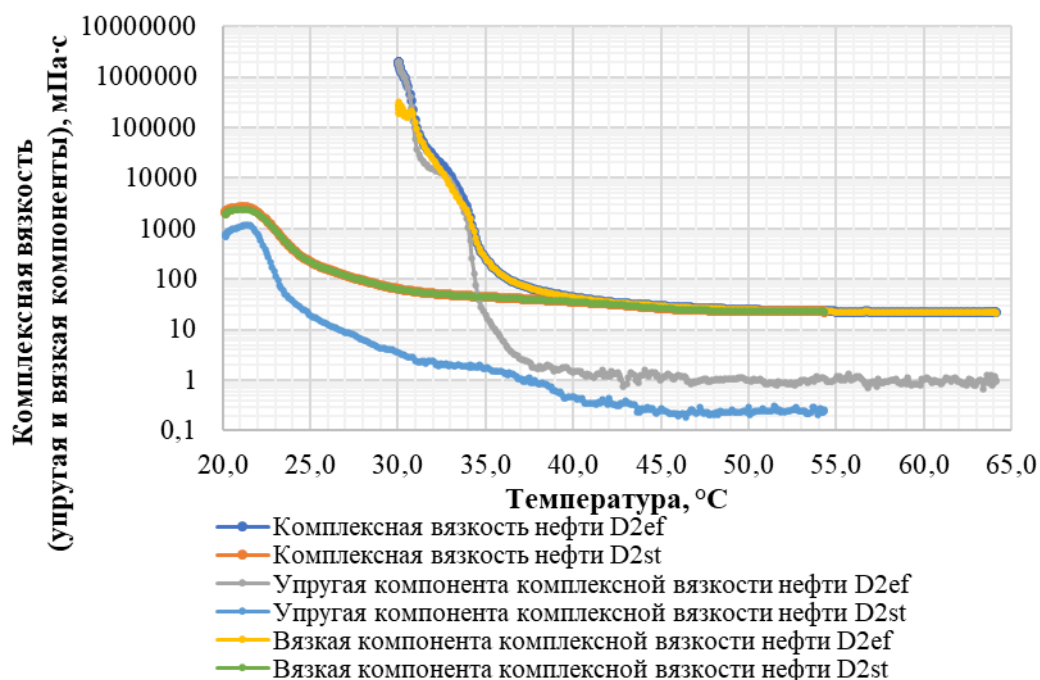


Рисунок 2.34 – Зависимость комплексной вязкости и её составляющих (упругой и вязкой компонент) верхнеэйфельской и старооскольской нефтей от температуры

Таблица 2.6 – Зависимость вязкоупругих свойств верхнеэйфельской нефти от температуры (при частоте колебаний 1 Гц)

Температура, °C	Комплексная вязкость, мПа·с	Составляющие комплексной вязкости		Комплексный модуль, Па	Составляющие комплексного модуля		Фазовый угол, °
		Упругая компонента, мПа·с	Вязкая компонента, мПа·с		Модуль накопления, Па	Модуль потерь, Па	
65,0	21,5505	0,9568	21,5293	0,1354	0,0060	0,1353	87,46
60,0	22,0404	1,0420	22,0158	0,1385	0,0065	0,1383	87,29
55,0	22,7222	1,0570	22,6976	0,1425	0,0066	0,1423	87,33
50,0	24,5802	1,0505	24,5577	0,1544	0,0066	0,1543	87,55
47,5	26,5512	1,0471	26,5305	0,1668	0,0066	0,1667	87,74
45,0	29,2721	1,0401	29,2536	0,1839	0,0065	0,1838	87,96
42,5	33,8034	1,3851	33,7750	0,2123	0,0087	0,2121	87,65
40,0	43,4039	1,5501	43,3762	0,2727	0,0097	0,2725	87,95
37,5	68,0615	2,2604	68,0240	0,4276	0,0142	0,4274	88,10
35,0	234,4787	17,0299	233,8594	1,4730	0,1070	1,4691	85,84
32,5	18795,55	12760,9143	13799,7016	118,0705	80,1619	86,6874	47,24
30,0	1984400,0	1971744,1639	223759,4960	12465,64	12386,14	1405,6165	6,47

2.3 Выводы по второй главе

1. Согласно полученным результатам исследования процесса кристаллизации парафина в модельных парафинсодержащих системах (с содержанием парафина от 20 до 40 % масс.) визуальным и реологическим методами установлено следующее:

- с ростом давления (от 0,1 до 13,6 МПа) в дисперсной системе происходит усиление диффузионных процессов, способствующих более раннему фазовому переходу парафина в ней;

- многократное увеличение статического напряжения сдвига при постепенном охлаждении исследуемых модельных парафинсодержащих систем косвенно свидетельствует об образовании в них пространственной структуры, прочностные характеристики которой непосредственно зависят от содержания парафина в системе;

- наблюдается незначительное повышение температуры начала структурообразования исследуемых парафинсодержащих систем с ростом скорости сдвига.

2. По физико-химическим свойствам нефти Кыртаельского месторождения относятся к особо легким, высокозастывающим, высокопарафинистым и смолистым. Основными структурообразующими компонентами в исследуемых НДС являются парафиновые углеводороды, содержание которых в нефти верхнеэфельской и старооскольской залежей составляет 32,3 и 12,4 % масс. соответственно. Согласно полученным результатам исследования качественного и количественного составов твердых парафинов, выделенных из высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения, установлено, что в их составе преобладают парафиновые углеводороды нормального строения с числом атомов углерода от C_{20} до C_{38} . Нефти Кыртаельского месторождения характеризуются унимодальным молекулярно-массовым распределением n-алканов с максимумами, приходящимися на $C_{27} - C_{29}$ (для верхнеэфельской нефти) и $C_{28} - C_{29}$ (для старооскольской нефти).

3. Результаты исследования структурно-механических свойств высокопарафинистых безводных нефтей продуктивных залежей D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения позволили выявить область температур, в которой исследуемые НДС проявляют сверханомалии вязкости. Установлено, что для нефтей верхнеэфельской и старооскольской залежей при температурах выше 50,0 и 42,5 °С соответственно характерно ньютоновское поведение. Однако при постепенном охлаждении исследуемых нефтей ниже 35,0 и 27,5 °С соответственно проявление сверханомалий вязкости становится наиболее выраженным. Наличие характерных особенностей (немонотонности) у снятых при прямом ходе реологических кривых течения исследуемых высокопарафинистых нефтей свидетельствует о сложном переходе от прочной пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа (состояние «геля») к течению исследуемой НДС с меньшей вязкостью, характеризующееся сдвиговым (послойным) движением диспергированных в нефти частиц парафина, при котором одному значению напряжения сдвига соответствует три значения скорости сдвига.

4. Согласно результатам сравнительного анализа и выбора наиболее подходящих реологических моделей течения жидкости для описания поведения исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения при разных температурных режимах установлено, что неньютоновское поведение верхнеэфельской и старооскольской нефтей наблюдается при температурах ниже 50,0 и 42,5 °С и наиболее точно описывается

реологическими уравнениями Гершеля-Балкли и З.П. Шульмана, представляя собой структурированную вязкопластичную жидкость с пределом текучести.

5. Полученные результаты исследования реологических свойств высокопарафинистой нефти позволили оценить температуру начала структурообразования на основе обработки её вязкостно-температурных характеристик, соответствующих широкому диапазону скоростей сдвига. Для высокопарафинистых безводных нефтей Кыртаельского месторождения установлено снижение температуры начала структурообразования в исследуемом диапазоне скоростей сдвига (от 0 до 300 с^{-1}) на величину до $2,5 \text{ }^\circ\text{C}$. В указанной области условно выделяется критическая скорость сдвига, равная для верхнеэйфельской и старооскольской нефтей $50,6$ и $30,4 \text{ с}^{-1}$ соответственно, выше которой температура начала структурообразования остается постоянной. Расчетным путем установлена экспоненциальная зависимость объемного расхода верхнеэйфельской нефти, соответствующего критической скорости сдвига, от диаметра колонны НКТ и труб, применяемых в системе внутрипромыслового сбора и транспорта нефти, с указанием рекомендуемой и нежелательной (парафиноопасной) области значений объемных расходов нефти.

6. Установлено, что верхнеэйфельская и старооскольская нефти при температурах ниже $50,0$ и $35,0 \text{ }^\circ\text{C}$ соответственно начинают проявлять тиксотропные свойства, обладая тем самым склонностью к интенсивному структурообразованию и проявлению сверханомалий вязкости.

7. Выявлено, что высокопарафинистые нефти залежей D_{2ef} и D_{2st} обладают выраженными вязкоупругими свойствами в области температур ниже температуры фазового перехода парафина в них с последующим образованием прочной пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа.

8. Разработана методика специальных реологических исследований высокопарафинистой нефти, позволяющая обоснованно подходить к решению инженерно-технических задач, связанных с расчетом кривых распределения давления по стволу скважины при выборе скважинного оборудования и его режимов работы с учетом вязкостно-температурной поправки, определением глубины начала образования отложений парафина в скважине в зависимости от подачи насоса. Однако следует отметить, что представленные результаты исследований получены для дегазированной безводной нефти. С целью совершенствования разработанной методики необходимо проведение дальнейших реологических исследований с использованием проб пластовой нефти, а также изучение влияния степени ее обводненности на температуру начала структурообразования при различных скоростях сдвига.

ГЛАВА 3 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНОВОГО ТИПА В СКВАЖИНАХ

Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных погружными установками ЭЦН, на месторождениях высокопарафинистой нефти в условиях Крайнего Севера требует детального проектирования систем добычи. Для решения поставленной задачи был использован программный продукт компании Schlumberger – PIPESIM [150].

Изменение компонентного состава и физико-химических свойств высокопарафинистой нефти в процессе разработки и эксплуатации нефтяного месторождения оказывают существенное влияние на состав и свойства органических отложений, образующихся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования. В этой связи наиболее важным является изучение вопросов, связанных с оценкой влияния компонентного состава нефти на условия и характер фазового перехода парафинов в твердую фазу, а также определение роли различных факторов, влияющих на глубину образования органических отложений парафинового типа в конкретных геолого-физических и технологических условиях эксплуатации скважин [148]. Также представлены результаты оценки эффективности технологии одновременно-раздельной добычи высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} совместно со старооскольской нефтью Кыртаельского месторождения, характеризующейся меньшим содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств.

3.1. Исследование влияния компонентного состава высокопарафинистой пластовой нефти на процесс образования твердых органических частиц в ней

Работа программного комплекса PIPESIM основана на построении и расчете модели течения установившегося многофазного потока от пласта до объектов системы сбора и подготовки. Численное моделирование осуществляется с учетом модели двух- и трехфазного состояния флюида. Применение модуля Multiflash Wax обеспечивает детальное описание процесса образования парафина и поведения жидкой фазы при изменении термобарических условий на основе построения модели термодинамического равновесия [9, 135].

Для определения сходимости экспериментальных данных, представленных в работе [58] и моделируемых с помощью модуля Multiflash Wax, были построены зависимости температуры плавления парафина от числа атомов углерода, входящих в его состав и определяющих вид n-алканов. Высокая сходимость зависимостей, представленных на рисунке 3.1, позволяет с помощью модуля Multiflash Wax построить модель высокопарафинистой пластовой нефти с точным описанием её физико-химических свойств, и в дальнейшем на её основе провести необходимые теоретические исследования с получением достоверных данных.

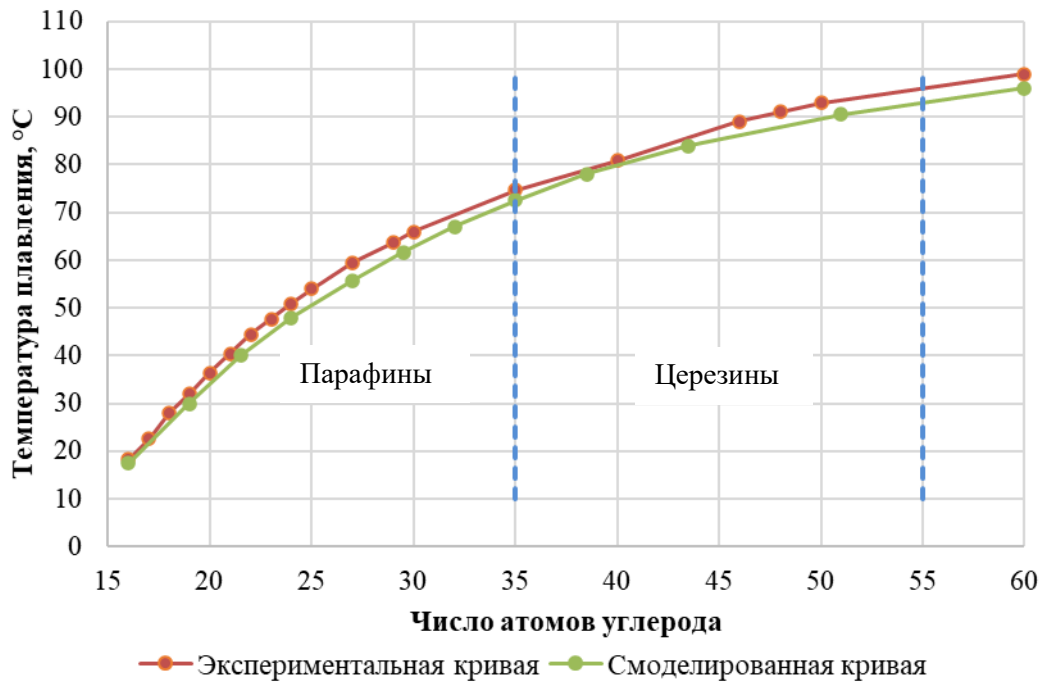


Рисунок 3.1 – Зависимость температуры плавления парафинов и церезинов от числа атомов углерода

По известному компонентному составу пластовой нефти Кыртаельского месторождения (таблица 3.1) с помощью модуля Multiflash Wax построены диаграммы фазового равновесия углеводородной системы для продуктивных пластов D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения.

Таблица 3.1 – Компонентный состав пластовой нефти залежей D_{2ef} и D_{2st} [9, 135]

Наименование параметра	Значение	
	Залежь D_{2ef}	Залежь D_{2st}
Компонентный состав пластовой нефти, % мольн.		
Метан	24,44	9,77
Этан	8,71	3,19
Пропан	10,30	3,01
Изобутан	1,52	2,38
Н-бутан	6,70	1,05
Изопентан	2,23	0,71
Н-пентан	4,26	0,51
Гексан	6,60	0,64
Гептан	6,12	17,32
Октан	7,43	25,80
C_{9+}	20,53	35,23
Углекислый газ	0,13	0,10
Азот	1,03	0,29
Гелий	0,01	-
Молекулярная масса, г/моль	147,97	232,60

Ниже представлены полученные результаты моделирования фазового равновесия углеводородной системы для залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения. Для верхнеэфельской залежи начальная пластовая температура составляет 62,0 °C, а пластовое давление – 29,1 МПа.

На построенной диаграмме фазового равновесия углеводородной системы для залежи D_{2ef} (рисунок 3.2) слева от критической точки C и выше линии испарения (область 1) углеводороды находятся в жидком состоянии, а справа и ниже линии конденсации (область 2) – в газообразном. Внутри двухфазной границы между линиями начала конденсации и начала испарения (область 3) могут сосуществовать вместе нефть и газ. При снижении температуры ниже линии образования парафина система переходит в трехфазное состояние (область 4), дополнительно содержащей твердую фазу – парафин. Введены следующие условные обозначения: WAX – линия образования парафина; V/L – линии испарения и насыщения, разделенные критической точкой C .

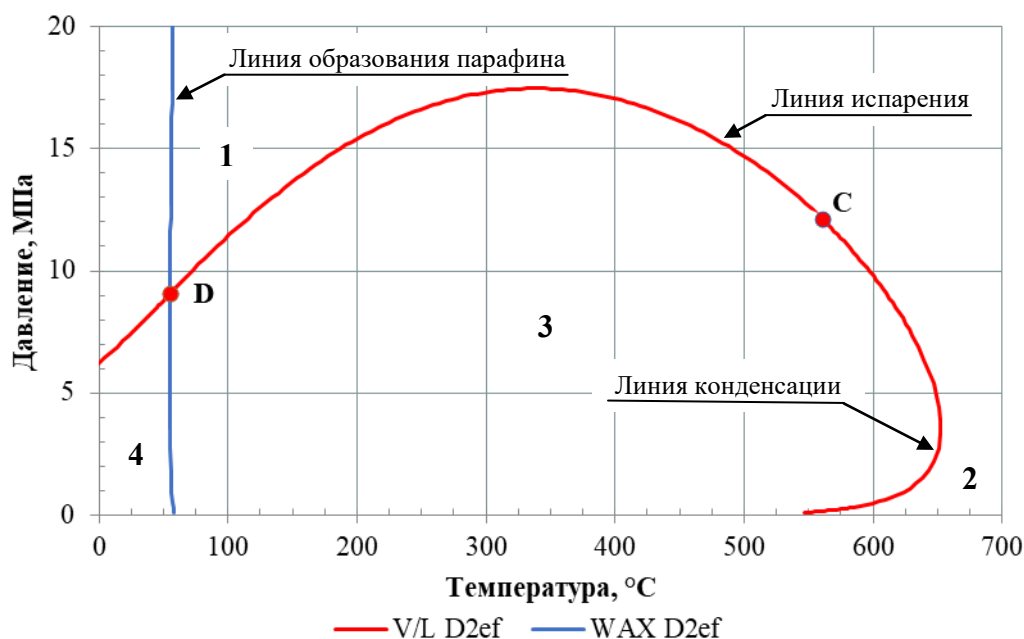


Рисунок 3.2 – Диаграмма фазового равновесия углеводородной системы для залежи D_{2ef}

Задание компонентного состава через мольные доли позволяет определить условия образования парафинов в газожидкостной смеси. Представленная на фазовой диаграмме линия образования парафинов соответствует температуре насыщения исследуемой нефти парафином при различных давлениях. Температура насыщения верхнеэфельской нефти парафином при атмосферном давлении составляет – 58,15 °C. Использование модуля Multiflash Wax также позволяет определить динамику изменения массового содержания выделившегося парафина при охлаждении нефти ниже температуры насыщения её парафином (рисунок 3.3) Массовое содержание выделившегося парафина в нефти при атмосферном давлении монотонно увеличивается и при температуре 0 °C составляет 28,53 % масс. Существенная разница между полученными результатами моделирования и экспериментальными данными по содержанию парафина в нефти верхней части эфельского яруса может быть обусловлена неравномерным распределением парафина по залежи D_{2ef} , которое изменяется в широких пределах от 25,3 до 37,9 % масс. [9, 135].

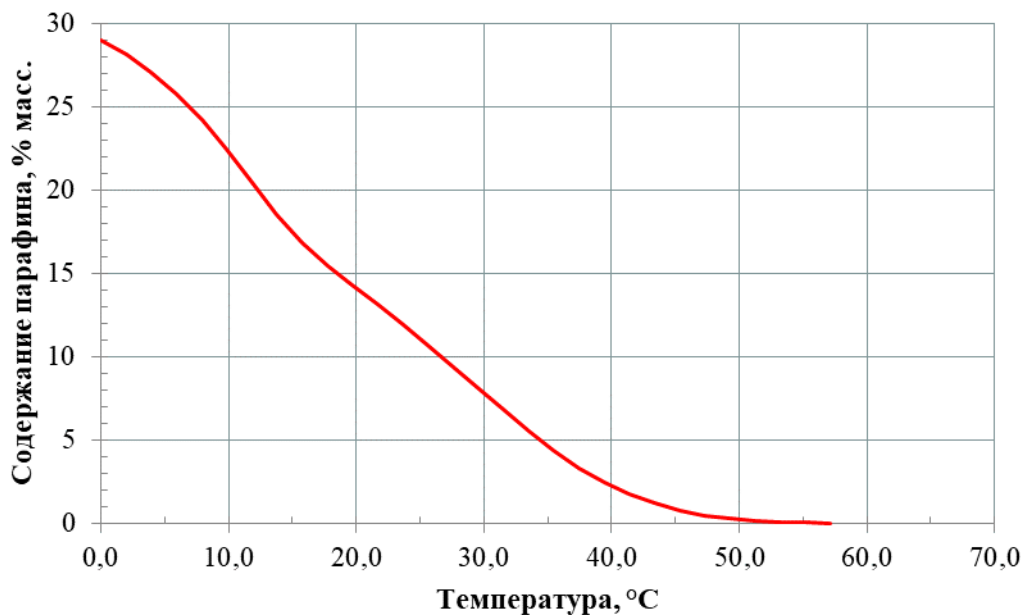


Рисунок 3.3 – Зависимость массового содержания выделившегося парафина в верхнеэфельской нефти от температуры

В связи со значительным влиянием процесса разгазирования нефти на снижение растворяющей способности высокопарафинистой нефти необходимо детально изучить воздействие легких углеводородов на образование отложений парафина. На рисунке 3.4 представлены результаты исследования влияния мольной доли гептана на изменение температуры насыщения верхнеэфельской нефти парафином и динамики его перехода в твердую фазу. Этот углеводород является одним из ярких представителей метанового ряда для демонстрации зависимостей, исследуемых в данной работе. Исходная мольная доля гептана в нефти составляет 6,12 %. Исследование влияния системы на изменение мольной доли гептана проводилось с шагом 2 %.

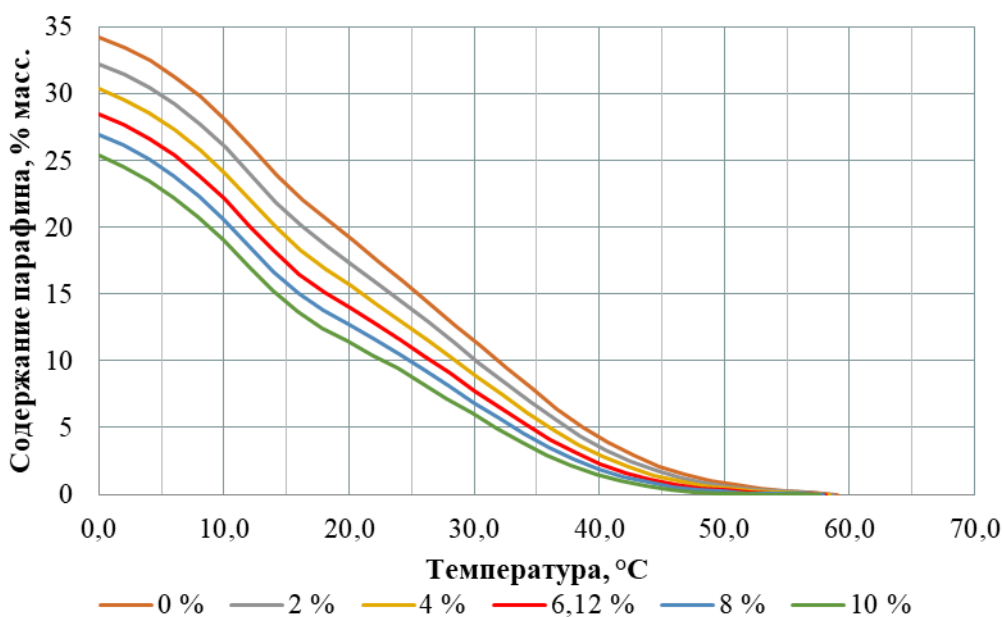


Рисунок 3.4 – Зависимость температуры насыщения верхнеэфельской нефти парафином и его массового содержания от мольной доли гептана

Полученная зависимость позволяет утверждать, что увеличение доли гептана в верхнеэфельской нефти способствует увеличению её растворяющей способности и тем самым замедляет процесс образования парафина (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Зависимость температуры насыщения верхнеэфельской нефти парафином и его массового содержания от мольной доли гептана

Наименование параметра	Мольная доля гептана в нефти, %					
	0	2	4	6,12	8	10
Температура насыщения нефти парафином, °С	59,04	58,74	58,45	58,15	57,90	57,63
Содержание парафинов в нефти при 0 °С, % масс.	34,29	32,28	30,40	28,53	26,98	25,41

При изменении мольной доли гептана в нефти от 0 до 10 % температура насыщения нефти парафином снизилась на 1,41 °С, а содержание парафинов, выделившихся из нефти при температуре 0 °С – на 8,88 % масс. Столь значительное изменение рассматриваемых параметров парафинообразования указывает на важность и необходимость изучения вопросов, связанных с исследованием влияния компонентного состава нефти на процессы фазового перехода парафина в ней.

Результаты исследования влияния состава растворенного газа на структурно-механические свойства парафинистых пластовых нефтей показывают, что с увеличением содержания в нефти метана, этана и пропана наблюдается незначительное увеличение предельного динамического напряжения сдвига. При этом бутан и более тяжелые углеводороды являются лучшими растворителями парафина в нефти, способствуя заметному снижению температуры насыщения нефти парафином [72, 88]. Таким образом, растворенный в нефти газ взаимодействует с диспергированной в нефти твердой фазой и влияет на аномальные свойства нефти.

Ниже представлены результаты исследований, целью которых являлось изучение условий образования парафина в зависимости от состава и содержания газообразных и жидких углеводородных компонентов в высокопарафинистой нефти. Моделирование позволило оценить изменение температуры насыщения верхнеэфельской нефти парафином и его массового содержания при изменении количества моль компонентов в смеси (рисунки 3.5 и 3.6).

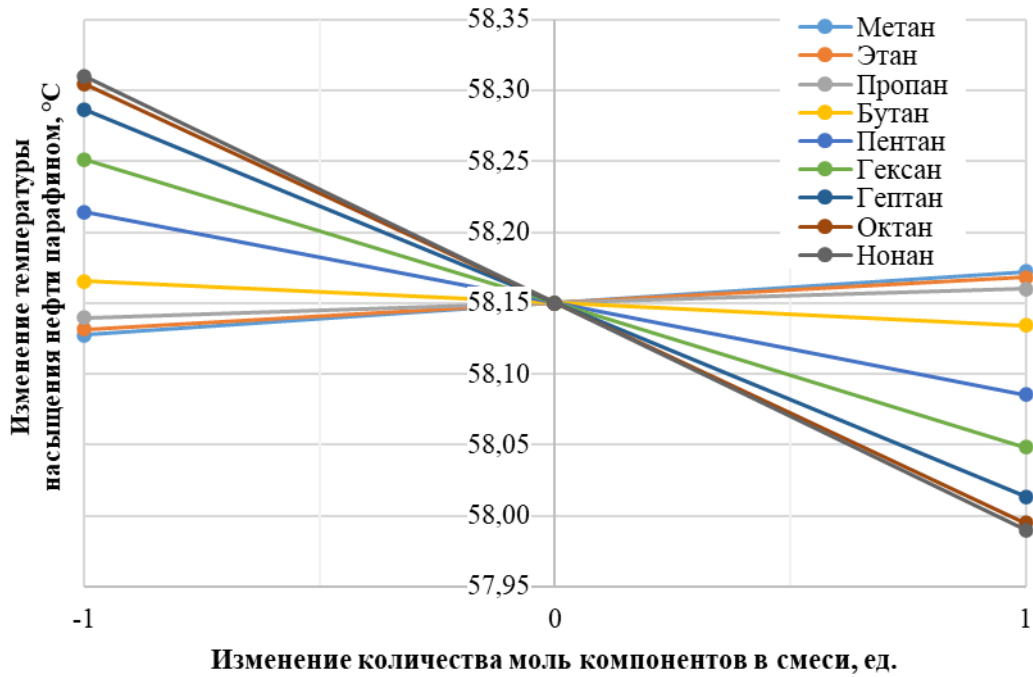


Рисунок 3.5 – Зависимость температуры насыщения верхнеэйфельской нефти парафином от изменения количества моль компонентов

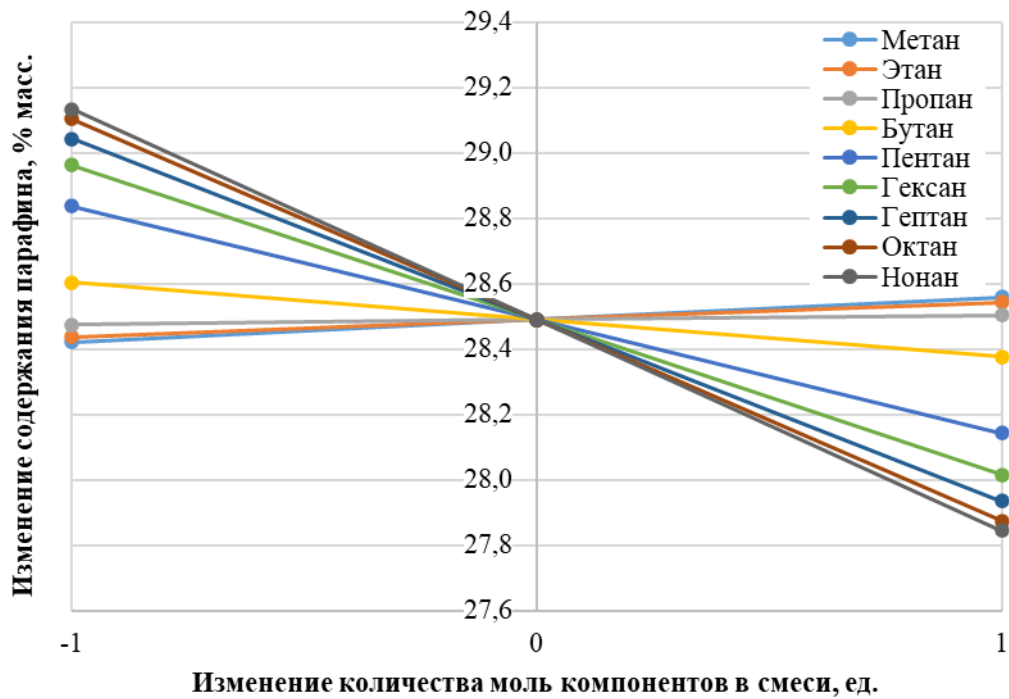


Рисунок 3.6 – Зависимость содержания парафина в верхнеэйфельской нефти от изменения количества моль компонентов

На обоих рисунках графики сходятся в одной точке, соответствующей параметрам исходной модели. Результаты анализа показывают, что увеличение содержания углеводородных газов (метана, этана и пропана) приводит к более раннему переходу парафина в твердую фазу. Остальные углеводородные компоненты от бутана до нонана, наоборот, действуют как растворители, замедляя процесс образования парафина. Рост числа атомов углерода до октана (C_8) приводит к усилению их влияния на параметры образования парафинов. Близкое расположение зависимостей для нонана (C_9) и октана свидетельствуют о резком замедлении роста их влияния на температуру насыщения нефти парафином (рисунок 3.6). Иная картина наблюдается при изменении содержания парафина (рисунок 3.7). С ростом числа атомов углерода свыше C_8 не происходит затухание влияния и слияния графиков в один. Дальнейшее увеличение молекулярной массы компонентов приводит к росту значения, на которое изменяется содержание парафина в смеси. Таким образом, моделирование позволяет не только отследить общие тенденции изменения системы, но ещё и оценить значения изменений параметров системы. На рисунках 3.7 и 3.8 показано, как меняются эти значения для гомологического ряда алканов при увеличении содержания каждого отдельно взятого компонента на 1 моль [9, 135].

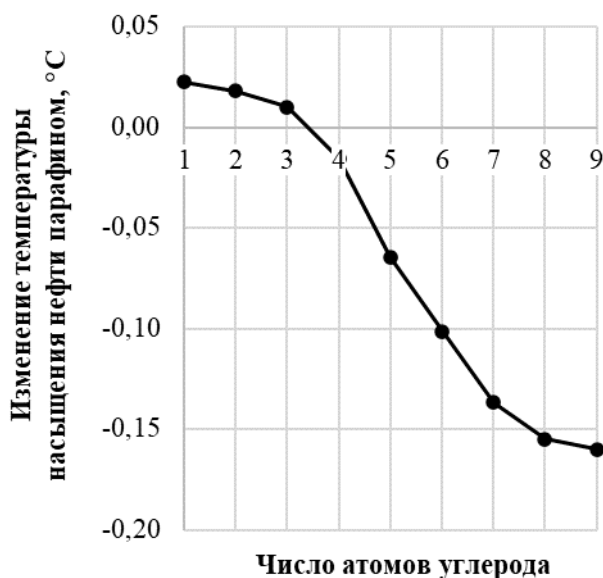


Рисунок 3.7 – Влияние алканов метанового ряда на изменение температуры насыщения нефти парафином

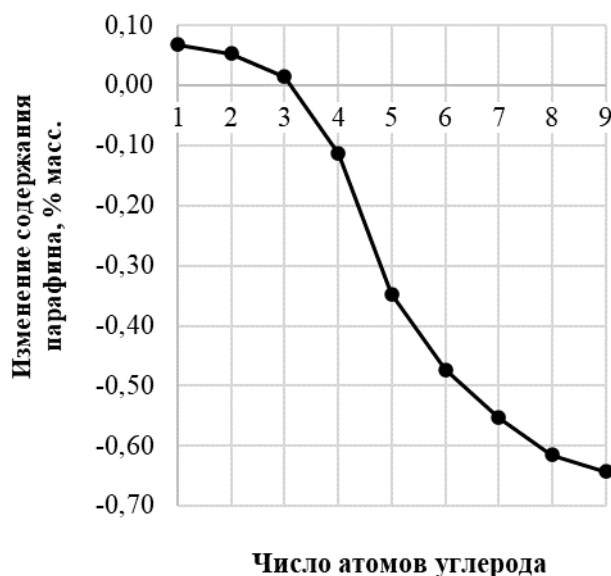


Рисунок 3.8 – Влияние алканов метанового ряда на изменение массового содержания парафинов в нефти

Анализ результатов моделирования показывает, что фазовый переход парафина в старооскольской нефти по сравнению с высокозастывающей аномальной нефтью залежи D_{2ef} происходит при более низкой температуре, что подтверждается результатами экспериментальных исследований (рисунок 3.9). Температура насыщения исследуемых нефтей парафином для залежей D_{2ef} и D_{2st} при атмосферном давлении составляет 58,15 и 44,21 °С, а содержание парафина в нефти – 28,53 и 12,08 % масс. соответственно. Таким образом, компонентный состав и содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов в нефти оказывают существенное влияние на её физико-химические и низкотемпературные свойства.

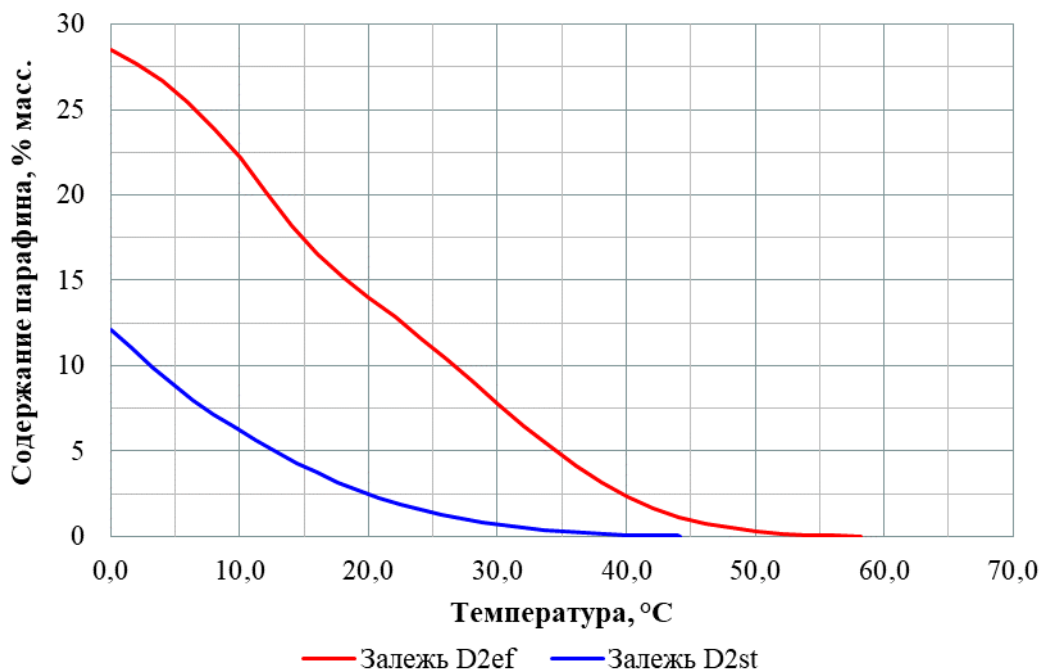


Рисунок 3.9 – Сравнение интенсивности процессов фазового перехода парафина в высокопарафинистых нефтях Кыртаельского месторождения

3.2 Методика определения глубины образования органических отложений парафинового типа при эксплуатации скважин погружными установками электроцентробежных насосов

Исходные данные

Объектом исследования является смоделированная гипотетическая скважина с геометрическими и геолого-физическими параметрами, характерными для условий разрабатываемой залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения (таблица 3.3). Пластовая температура для указанной залежи составляет 62 °С, а текущее пластовое давление – 19,6 МПа.

Таблица 3.3 – Параметры скважины

Дебит скважины по жидкости при ст. усл., м ³ /сут	85,0
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	15,0
Газовый фактор, м ³ /м ³	72,0
Давление на устье скважины, МПа	1,8
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,8
Глубина скважины, м	3000,0
Глубина интервала перфорации, м	2925,0
Глубина спуска насоса, м	2400,0
Средняя величина угла наклона скважины, град	2,0
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м	0,144
Внутренний диаметр НКТ, м	0,062
Температура нейтрального слоя, °С	4,0
Глубина нейтрального слоя, м	30,0

Подбор насоса

На первом этапе был применен метод оценки производительности скважин в виде узлового анализа. Он позволяет разделить систему «пласт-скважина-насос» на компоненты, соединенные узловыми точками, визуальнo оценить влияние различных параметров на продуктивность пласта, работу лифта и погружного насоса. Поведение скважины определяется энергией пласта по обеспечению притока флюида к скважине и возможностью флюида подняться на поверхность. Точка пересечения кривой притока (индикаторной кривой) и кривой оттока называется рабочей точкой данной системы [139].

Моделирование притока флюида к забою скважины, определяющего расход пласта при установленной на него депрессии, осуществлялось с помощью задания индекса продуктивности скважины с учетом поправки Вогеля. В построенной модели узловая точка находится напротив интервала перфорации. В процессе разработки начальное пластовое давление снизилось до 19,6 МПа. Применение узлового анализа позволило установить, что пластовой энергии недостаточно для подъема флюида до устья скважины – фонтанирование невозможно (красная линия, рисунок 3.10).

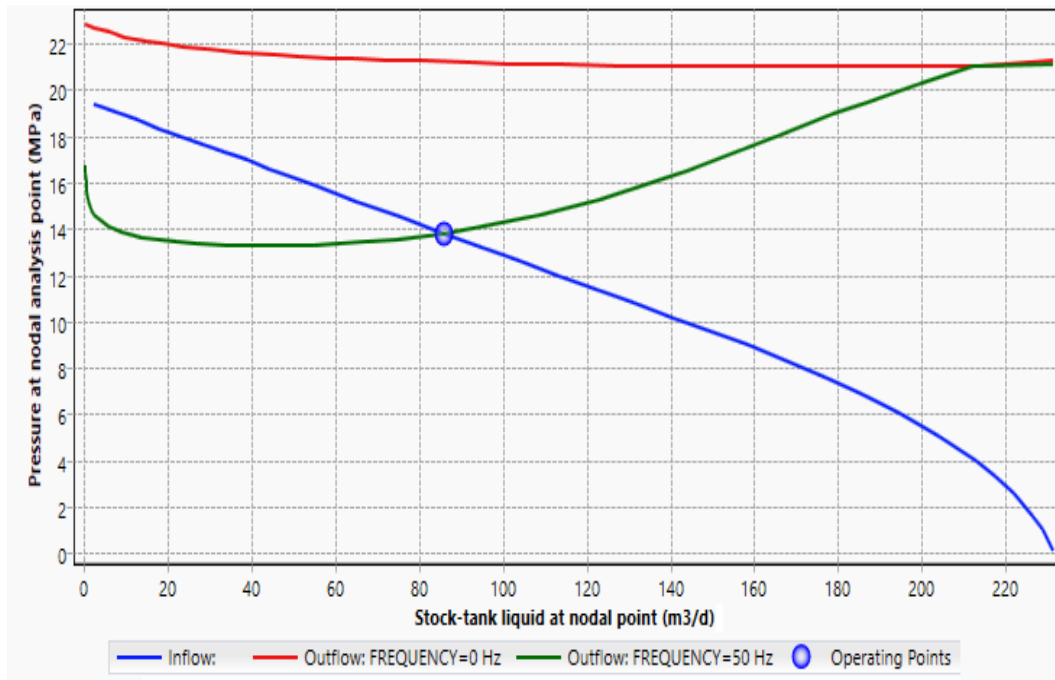


Рисунок 3.10 – Совмещенная характеристика системы пласт-скважина без насоса и с его использованием

Для обеспечения скважины достаточной энергией и достижения запланированного дебита ($85 \text{ м}^3/\text{сут}$) выполнен подбор УЭЦН марки ESP TD600. Характеристика скважины с работающим насосом представлена зеленой линией на рисунке 3.10. Выбор насоса осуществляется из обширной базы данных по наибольшей эффективности, составляющей для подобранной модели насоса 65 %, с учетом потерь напора между ступенями, поправки на вязкость и эффекты внутрискважинной сепарации [62, 134].

Фазовая диаграмма

Точность определения интенсивности образования отложений парафина зависит от ряда ключевых факторов, таких как: знание компонентного состава пластовой нефти и ее физико-химических свойств, корректно подобранной термодинамической модели образования парафина, гидродинамики потока и механизмов, учитывающих процесс кристаллизации парафина. Не только свойства нефти и газа, но также и их фазовые состояния зависят от давления и температуры. Использование модуля PVT анализа состава нефти позволяет прогнозировать свойства смеси углеводородов на основе равновесия, энтальпии и корреляции свойств.

Выбор наиболее подходящей термодинамической модели процесса образования отложений парафина в рассматриваемых условиях является одним из ключевых факторов. В нашем случае в модуле Multiflash Wax была выбрана модель *waxes*.

Прогнозирование изменения вязкости осуществлялось по модели *Pedersen, K.* [150]. Данная модель учитывает точные корреляции для вязкости и плотности эталонного вещества – метана. Модель применима как к газовой, так и к жидкой фазам.

Модель *CLS*, основанная на методе теплопроводности *Chung-Lee-Starling*, является прогнозной моделью теплопроводности газовой и жидкой смеси. Это требует знания таких свойств, как критические температура и объем для неполярных компонентов. Для полярных и связанных жидкостей дополнительно требуются значения дипольного момента и параметра ассоциации.

Модель поверхностного натяжения *MCS (Macleod-Sugden)* используется для прогноза изменения поверхностного натяжения системы пар-жидкость на основе компонентного состава смеси. В реализации *Multiflash* паровая фаза описывается уравнением идеального газа [150].

По известному компонентному составу пластовой нефти залежи D_{2ef} с помощью модуля *Multiflash Wax* была построена модель фазового поведения исследуемой нефти, позволяющая определить условия фазового перехода парафиновых углеводородов в газожидкостной смеси. Представленная на фазовой диаграмме линия образования парафинов соответствует температуре насыщения верхнеэфельской нефти парафином – $58,15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Содержание парафина в нефти, выделившегося в твердую фазу при температуре $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, составляет $28,53\%$ масс. Слева от критической точки (C) и выше линии испарения (область I) углеводороды находятся в жидком состоянии, а справа и ниже линии конденсации (область II) – в газообразном. Внутри двухфазной границы между линиями начала конденсации и начала испарения (область III) могут сосуществовать вместе нефть и газ. При снижении температуры ниже линии образования парафинов система переходит в трехфазное состояние (область IV), дополнительно содержащей твердую фазу – парафин (рисунок 3.11).

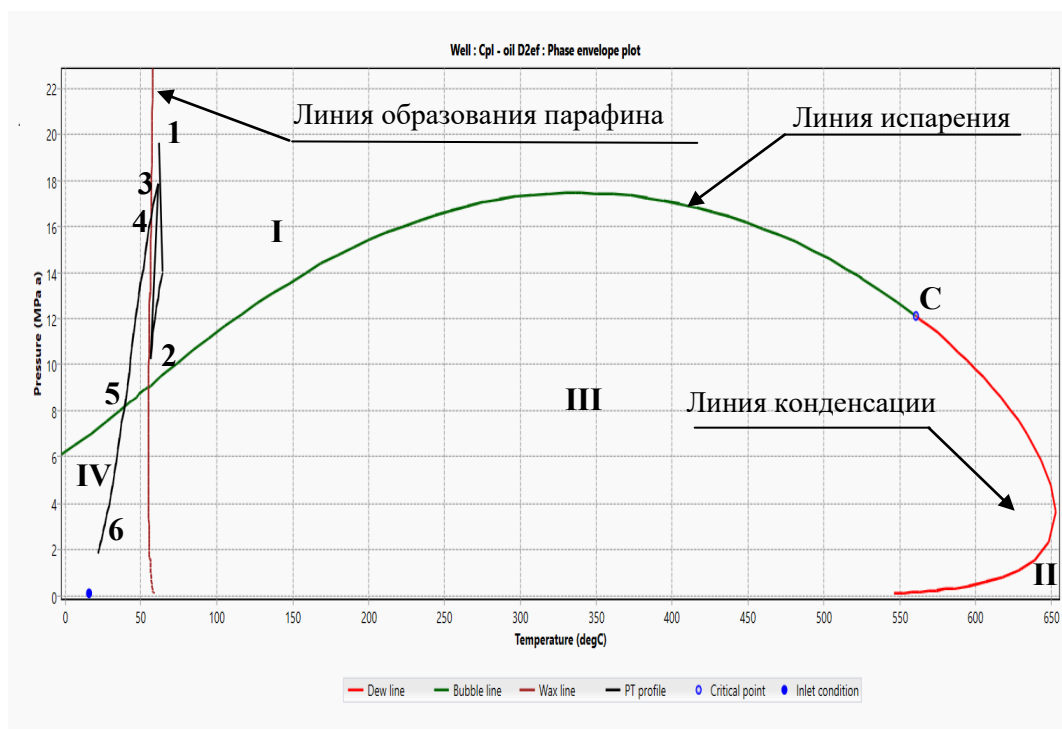


Рисунок 3.11 – Диаграмма фазового равновесия углеводородной системы для залежи D_{2ef} , построенная с использованием модуля *Multiflash Wax*

Также на фазовой диаграмме представлен смоделированный PT – профиль при движении флюида от продуктивного пласта до устья скважины. Начало расчета модели происходит в точке 1, описывающей пластовые условия. Точки 2 и 3 соответствуют термобарическим условиям на приеме и выкиде ЭЦН и описывают рост давления и температуры, происходящие в насосе. При подъеме скважинной продукции первоочередно наблюдается снижение температуры потока до температуры насыщения нефти парафином (точка 4), далее происходит снижение давления до давления насыщения нефти газом (точка 5), что инициирует потерю легких углеводородных фракций и способствует более интенсивному образованию органических отложений. На участке между точками 5 и 6 (устье скважины) происходит движение 3-х фазной системы (газожидкостной смеси с выделившимся парафином) [62, 134].

Определение глубины образования АСПО в скважине

На рисунке 3.12 представлено сопоставление фактической термограммы с профилями распределения температуры по стволу скважины, рассчитанными по формулам (3.1-3.3) и с применением комплексной механистической модели установившегося многофазного течения LedaFlow PM [133].

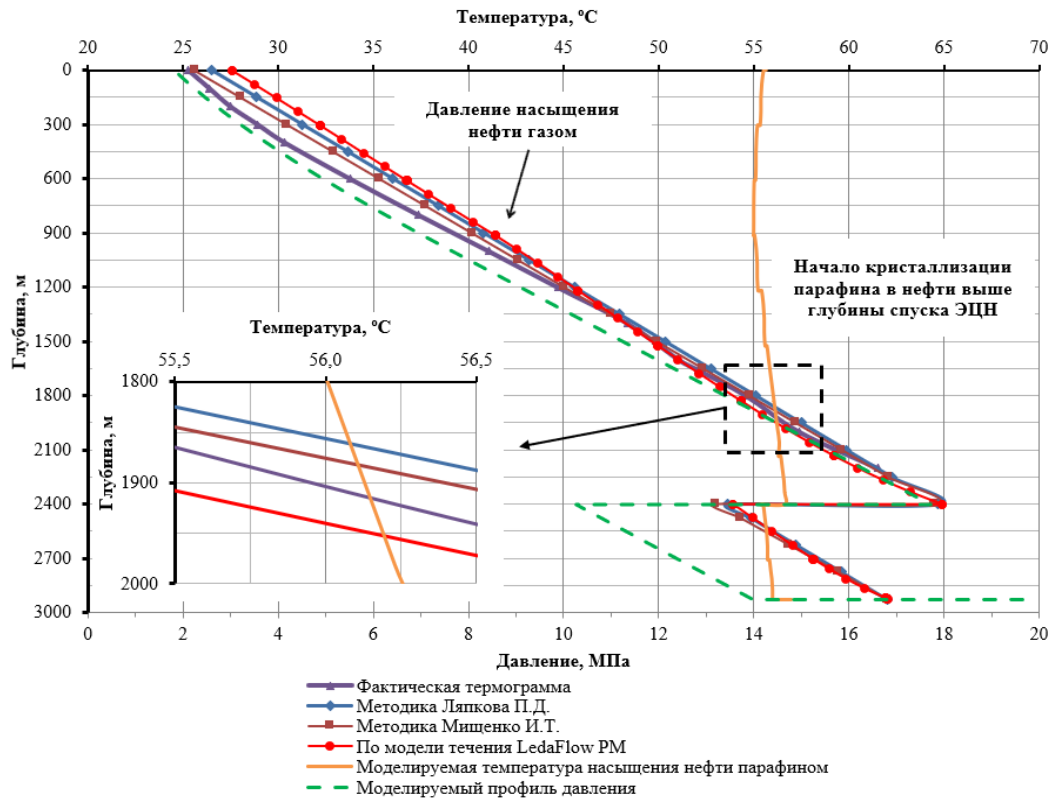


Рисунок 3.12 – Определение глубины образования органических отложений

Распределение температуры по стволу скважины рассчитывалось по методике Ляпкина П.Д. согласно уравнению 3.1 [74]:

$$T(H) = T_{\text{пл}} - (L_c - H) \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot \omega \cdot \cos \alpha}{1086400 \cdot 20 \cdot d^{2,67}} \quad (3.1)$$

где $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура, К;

L_c – глубина скважины, м;

H – текущая глубина, отсчитываемая от устья скважины, м;

ω – средний геотермический градиент в скважине, К/м;

α – угол отклонения скважины от вертикали, градус;

q – дебит жидкости, приведённый к стандартным условиям, м³/с;

d – диаметр подъёмника, м.

Распределение температуры по стволу скважины рассчитывалось по методике Мищенко И.Т. согласно уравнениям 3.2 и 3.3 [82]:

- для колонны НКТ

$$t(h) = t_{\text{пл}} \left\{ 1 - \frac{h}{c} \left[0,544 \left(623,7 \frac{d_{\text{НКТ}}}{Q_m} + 1 \right) \right] \right\}, \quad (3.2)$$

- для обсадной колонны

$$t(h) = t_{\text{пл}} \left\{ 1 - \frac{h}{c} \left[0,544 \left(311,85 \frac{d_{\text{ок}}}{Q_m} + 1 \right) \right] \right\}, \quad (3.3)$$

где $t_{\text{пл}}$ – пластовая температура, °С;

h – глубина, отсчитываемая от забоя, м;

c – удельная теплоёмкость продукции скважины, Дж/кг·°С;

$d_{\text{НКТ}}$ – внутренний диаметр колонны НКТ, м;

$d_{\text{ок}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

Q_m – массовый дебит скважины, т/сут.

Комплексная механистическая модель установившегося течения LedaFlow PM применима для всех углов наклона, диаметров труб и свойств жидкости. В данной модели выделяется два вида корреляций: двухфазная модель рассматривает газожидкостный поток, а трехфазная модель дополнительно учитывает влияние попутно-добываемой воды. В этой модели используются системы уравнений непрерывности для газовой и жидкой фаз, которые связаны посредством межфазного массопереноса [150].

Профиль распределения температуры насыщения верхнеэфельской нефти парафином по глубине, рассчитанный с использованием термодинамической модели Коутиньо в модуле Multiflash Wax, позволяет при пересечении с профилями температуры определить глубину образования парафиновых отложений в скважине (таблица 3.4). Модель Коутиньо – это термодинамическая модель, основанная на концепции прогнозирования образования твердой фазы. Использование данной модели в сочетании с уравнением состояния (модель UNIQUAC) позволяет с высокой точностью предсказывать фазовое состояние парафина в нефти при изменении термобарических условий [143, 144].

Таблица 3.4 – Определение глубины образования органических отложений

Метод расчета	$T_{\text{нас.}}, ^\circ\text{C}$	$H_{\text{АСПО}}, \text{м}$
По фактической термограмме	56,16	1915
По методике Ляпкова П.Д.	56,09	1860
По методике Мищенко И.Т.	56,11	1880
По модели течения LedaFlow PM	56,18	1950

Таким образом, сопоставление фактической термограммы с профилями распределения температуры по стволу скважины, рассчитанными по методикам Ляпкова П.Д., Мищенко И.Т. и построенной с использованием модели течения LedaFlow PM показало, что для рассматриваемых условий наибольшая сходимость с промысловыми результатами исследований распределения температуры по стволу скважины и фактической глубины образования АСПО выше глубины спуска ЭЦН обеспечивается с применением модели многофазного течения LedaFlow PM и методики Мищенко И.Т. [62, 134, 135, 136].

3.3 Исследование влияния различных факторов на глубину образования органических отложений парафинового типа при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами

3.3.1 Факторы, влияющие на изменение температуры насыщения верхнеэфельской нефти парафином по стволу скважины

Температура насыщения нефти парафином зависит от ряда факторов, основными из которых являются физико-химические свойства и компонентный состав пластовой нефти, содержание парафина, интенсивность разгазирования, градиент давления по стволу скважины [58]. На рисунке 3.13 приводится совместный профиль распределения температуры насыщения верхнеэфельской нефти парафином и давления по стволу скважины. Важно отметить, что характер изменения указанных параметров соответствует диаграмме фазового равновесия углеводородной системы (рисунок 3.11).

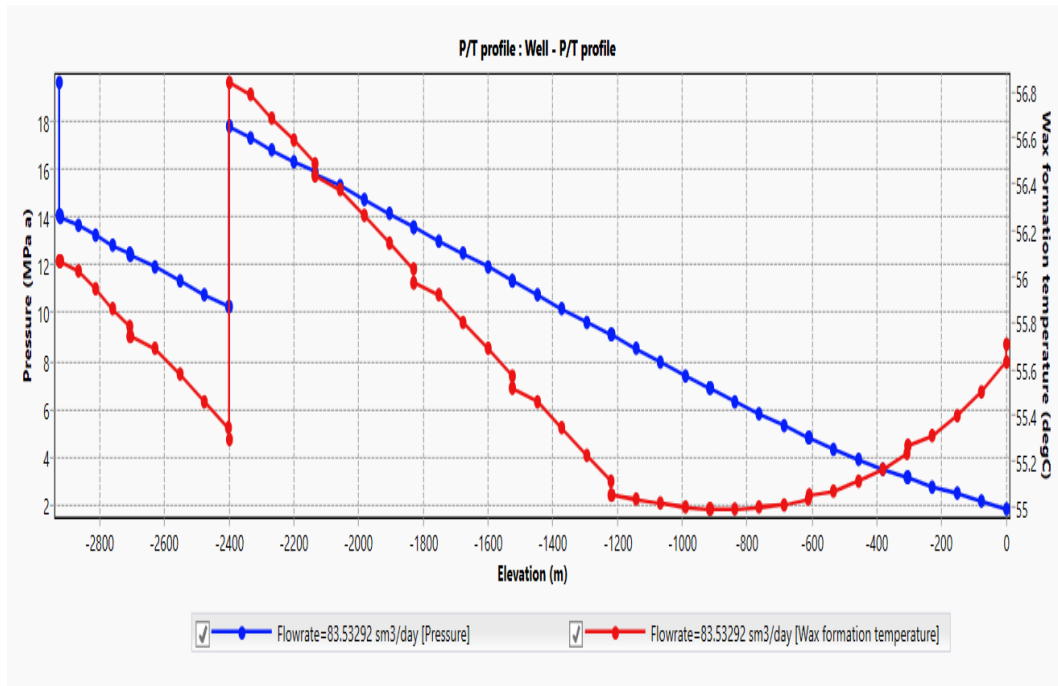


Рисунок 3.13 – Профили распределения давления и температуры насыщения верхнеэйфельской нефти парафином по стволу скважины

Уменьшение температуры насыщения нефти парафином при её движении к забою скважины обусловлено проявлением дроссельного эффекта при создании депрессии на продуктивный пласт. Значительное повышение температуры насыщения нефти парафином происходит в насосе, что обусловлено резким ростом давления в системе. На участках от интервала перфорации до приема насоса (2925-2400 м) и от выкида из насоса до точки насыщения нефти газом (2400-1000 м) наблюдается линейная зависимость снижения температуры насыщения нефти парафином при уменьшающемся давлении в системе. Начиная с глубины 1000 метров, наблюдается повышение температуры насыщения нефти парафином, что обусловлено интенсивным выделением легких фракций нефти и, вследствие этого, уменьшением растворяющей способности нефти по отношению к парафинам, а также по причине охлаждения движущегося по стволу скважины нефтяного потока [62, 134].

3.3.2 Влияние величины устьевого давления на глубину образования АСПО

Одним из эффективных методов борьбы с образованием АСПО является предотвращение негативного влияния выделяющегося газа методом штуцирования (увеличением устьевого давления) [29]. Положительный эффект заключается в сокращении времени нахождения скважин в простое с одновременным ростом их дебитов. Выявлено, что увеличение противодействия на устье скважины приводит к смещению глубины начала разгазирования вверх по стволу (рисунок 3.14). В связи с этим увеличение устьевого давления может служить одним из методов предупреждения образования АСПО в колонне НКТ, если интервал парафинообразования расположен выше точки начала разгазирования.

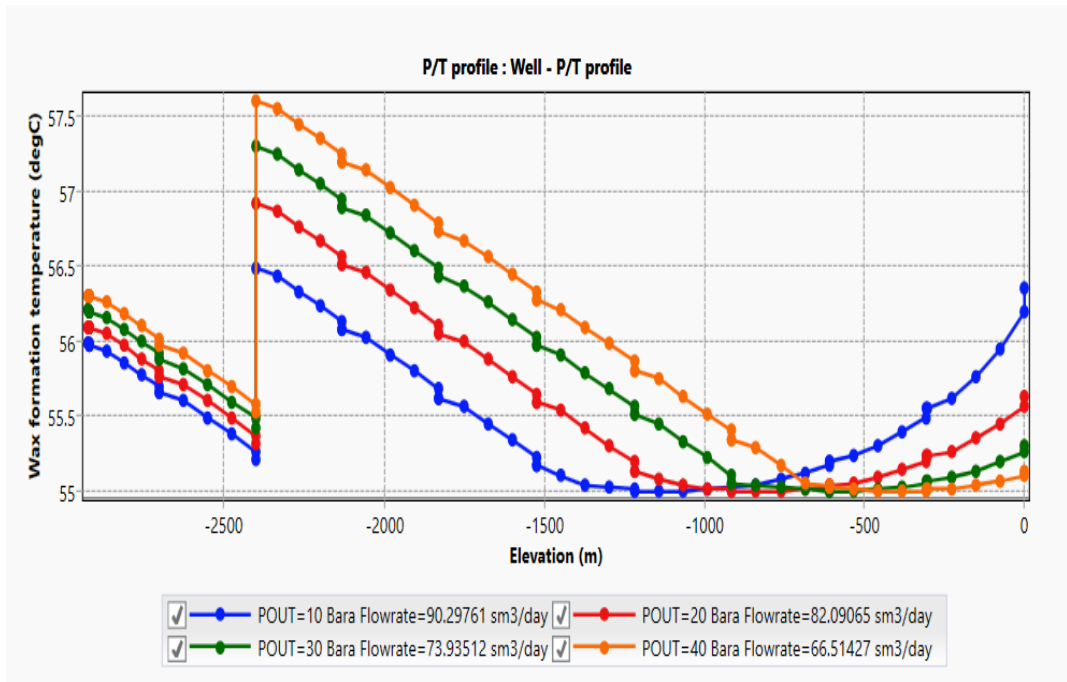


Рисунок 3.14 – Изменение температуры насыщения нефти парафином при создании различных устьевых давлений

Для рассматриваемых условий, когда образование органических отложений в стволе скважины происходит раньше начала разгазирования нефти, наблюдается отрицательный результат, при котором увеличение устьевого давления приводит к росту температуры насыщения нефти парафином и, следовательно, более раннему образованию органических отложений в стволе скважины (рисунок 3.15). Таким образом, выявлена область эффективного применения метода штуцирования как способа борьбы с образованием АСПО.

В приведенном примере был использован инструмент оценки чувствительности для граничных условий модели. Нужно учесть, что при изменении одного параметра в модели, все остальные остаются неизменными [62, 134].

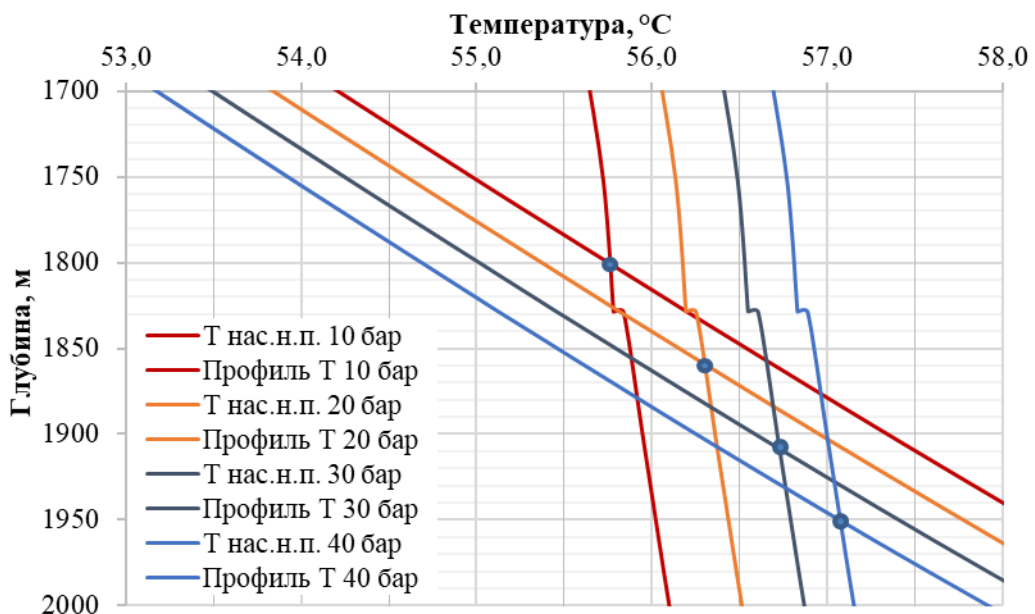


Рисунок 3.15 – Влияние устьевого давления на глубину образования АСПО

3.3.3 Влияние частоты вращения вала ЭЦН на глубину образования АСПО

Одним из важнейших параметров, оказывающих влияние на интенсивность парафинизации внутрискважинного оборудования, является скорость потока. Ускорение нефтяного потока приводит к снижению перепада температуры по стволу скважины, изменению структуры и дисперсности газожидкостного потока, снижению скорости накопления отложений [29, 51, 110].

На рисунке 3.16 представлено изменение глубины образования АСПО в скважине в зависимости от частоты вращения вала ЭЦН. Помимо этого, на скорость потока можно влиять путем изменения числа ступеней в насосе и диаметра колонны НКТ, что также приводит к изменению напорно-расходной характеристики насоса [62, 134].

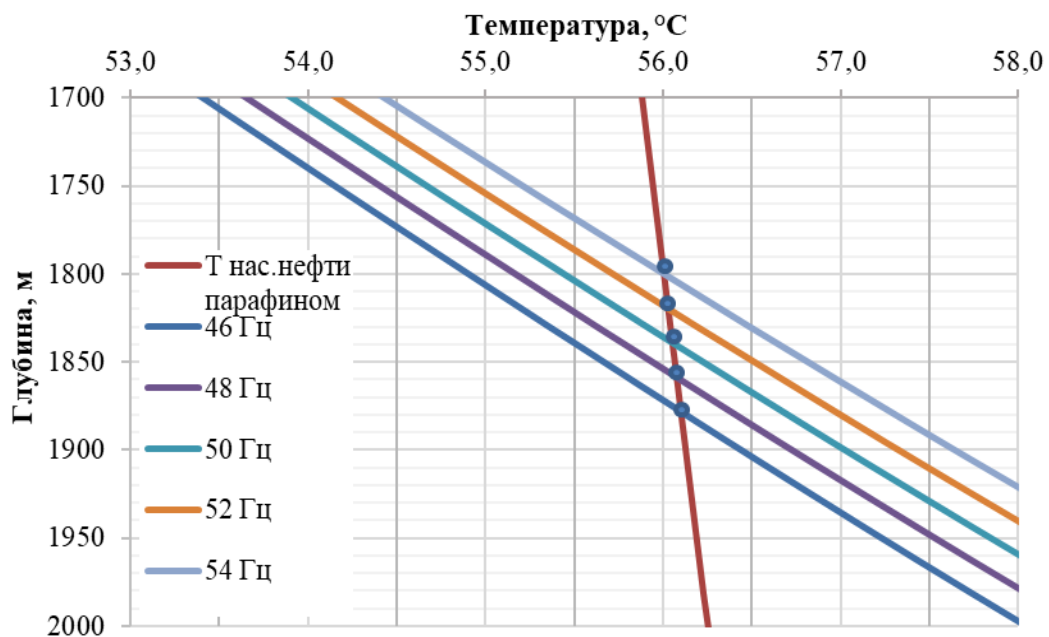


Рисунок 3.16 – Влияние частоты вращения вала ЭЦН на глубину образования АСПО

3.4 Оценка эффективности применения технологии одновременно-раздельной добычи высокозастывающей аномальной нефти при разработке многопластовых залежей

Нефти продуктивных пластов D_{2ef} (верхняя часть эйфельского яруса) и D_{2st} (старооскольская нефтегазоконденсатная залежь – основной объект разработки) Кыртаельского месторождения по содержанию парафина относятся к категории высокопарафинистых. Исследуемые НДС существенно отличаются как по компонентному составу, так и содержанию высокомолекулярных парафиновых углеводородов, что обуславливает различие их физико-химических и реологических свойств. Предлагается рассмотреть возможность применения технологии одновременно-раздельной добычи высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} совместно со старооскольской нефтью, характеризующейся меньшим содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств.

На текущем этапе решение поставленной задачи осуществлялось с использованием функции Blend Fluid (смешение флюида) в модуле Multiflash Wax, позволяющей по известному компонентному составу исходных нефтей определить фазовое поведение полученной смеси при различных соотношениях входящих в нее компонентов [150]. На рисунках 3.17 и 3.18 представлены диаграммы фазового равновесия углеводородных систем для залежей D_{2ef} , D_{2st} и их смесей в различных соотношениях с определением значений температуры насыщения их парафином.

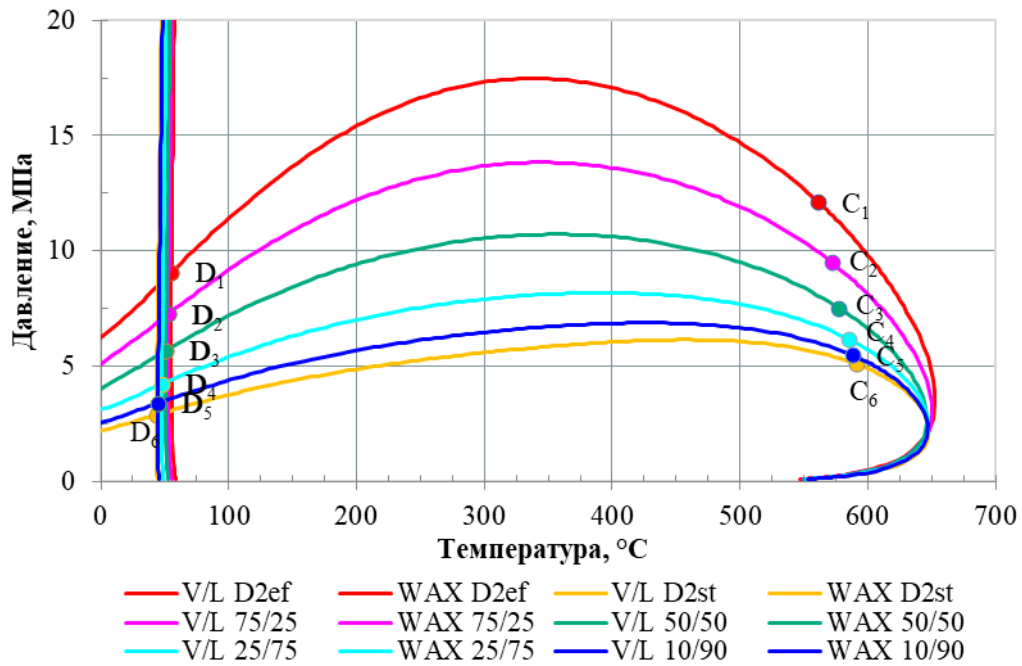


Рисунок 3.17 – Фазовое равновесие углеводородных систем для залежей D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения и их смесей в различных соотношениях

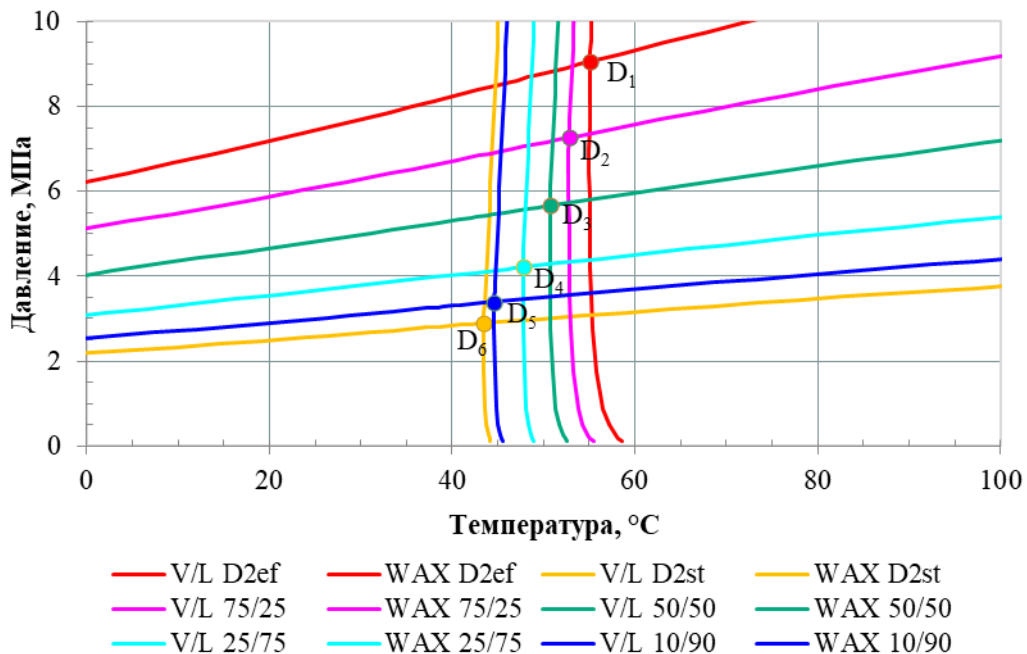


Рисунок 3.18 – Изменение температуры насыщения нефти залежи D_{2ef} парафином при её смешении со старооскольской нефтью в различных соотношениях

Установлено, что с уменьшением доли высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} в смеси со старооскольской нефтью наблюдается существенное снижение массового содержания парафина в смеси и температуры её насыщения парафином, что, в свою очередь, будет способствовать снижению глубины и интенсивности образования органических отложений во внутрискважинном оборудовании (таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Изменение массового содержания парафина в исследуемых НДС и температуры насыщения их парафином

Нефтяная дисперсная система	Температура насыщения нефти парафином при атмосферном давлении, °С	Массовое содержание парафина, % масс.
Нефть верхней части эйфельского яруса (залежь D_{2ef})	58,15	28,53
Смесь 75/25	55,42	25,58
Смесь 50/50	52,57	21,00
Смесь 25/75	48,92	17,51
Смесь 10/90	45,54	14,59
Старооскольская нефть (залежь D_{2st})	44,21	12,08

3.5 Выводы по третьей главе

1. Согласно полученным результатам исследования влияния компонентного состава высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения на условия и интенсивность образования отложений парафина установлено, что увеличение содержания метана, этана и пропана в нефти приводит к более раннему переходу парафинов в твердую фазу. Остальные углеводородные компоненты от бутана до нонана, наоборот, выступают в качестве растворителей, замедляя процесс парафинообразования, причем с ростом числа атомов углерода усиливается их влияние на систему.

2. Установлена высокая сходимость фактической термограммы с расчетными профилями распределения температуры по стволу скважины по методикам Ляпкина П.Д. и Мищенко И.Т. Это позволяет полагаться на достоверность приведенных методик в случае отсутствия промысловых результатов исследований распределения температуры по стволу скважины. Однако для рассматриваемых условий наиболее близкое к фактическому значению глубины образования органических отложений парафинового типа получено при использовании комплексной механистической модели вертикального многофазного течения LedaFlow PM.

3. Определены факторы, влияющие на изменение температуры насыщения верхнеэйфельской нефти парафином по стволу скважины. Важно отметить, что наиболее ярко эти изменения проявляются при создании депрессии на продуктивный пласт и увеличении давления в ЭЦН. При разгазировании температура насыщения нефти парафином повышается по причине уменьшения содержания в ней легких фракций.

4. Выявлена область эффективного применения метода штуцирования (увеличение устьевого давления) как способа борьбы с образованием АСПО. Положительный эффект наблюдается в случае, когда образование отложений в скважине происходит после начала разгазирования. В ином случае наблюдается отрицательный результат, при котором увеличение устьевого давления приводит к росту температуры насыщения нефти парафином и, следовательно, более раннему образованию органических отложений в стволе скважины.

5. Выполнена количественная оценка влияния частоты вращения вала ЭЦН на глубину образования АСПО в скважине. Наряду с увеличением частоты, повлиять на рост скорости потока можно путем уменьшения внутреннего диаметра колонны НКТ и добавлением числа ступеней, что также приводит к изменению напорно-расходной характеристики насоса.

6. Результаты моделирования показали, что с уменьшением доли высокозастывающей аномальной нефти продуктивного пласта D_{2ef} в смеси со старооскольской нефтью наблюдается существенное снижение массового содержания парафина в смеси и температуры её насыщения парафином, что свидетельствует о возможности эффективного применения технологии одновременно-раздельной добычи высокопарафинистой нефти из продуктивных пластов D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения. Внедрение предлагаемых технологических решений позволит существенно снизить риски возникновения негативных последствий, связанных с образованием во внутрискважинном оборудовании органических отложений парафинового типа.

ГЛАВА 4 КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ИЗ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Одним из наиболее распространенных методов повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных погружными установками ЭЦН, при добыче нефтей с повышенным содержанием парафина является предупреждение образования органических отложений во внутрискважинном оборудовании путем закачки ингибиторов парафиноотложений. Однако, эффективность указанного метода при добыче высокозастывающих аномальных нефтей в условиях Крайнего Севера может быть крайне низкой, что требует разработки новых способов и совершенствования существующих методов и технологий борьбы с АСПО с учетом конкретных геолого-физических и технологических условий разработки месторождения.

В данной главе рассматривается возможность применения комплексной технологии предупреждения образования АСПО при добыче высокопарафинистой нефти в условиях Кыртаельского месторождения, основанной на применении специального внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов, системы капиллярной подачи разработанного ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А на прием нижней насосной установки, предназначенной для добычи высокозастывающей аномальной нефти эйфельского яруса, и выборе режима работы скважины с учетом особенностей реологического поведения высокопарафинистых нефтей при разных температурных условиях и режимах течения.

4.1 Исследование изменения физико-химических и структурно-механических свойств высокопарафинистой нефти верхнеэйфельской залежи при её смешении со старооскольской нефтью Кыртаельского месторождения

4.1.1 Групповой углеводородный состав исследуемых высокопарафинистых нефтей и их смесей

Определение группового углеводородного состава устьевых безводных проб нефтей, отобранных с ряда скважин, вскрывших терригенные отложения среднего девона на Кыртаельском месторождении, проводилось в соответствии с ГОСТ 11851-85 (метод А) [32]. Результаты определения группового углеводородного состава исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Групповой углеводородный состав исследуемых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей [98]

Нефтяная дисперсная система	Содержание, % масс.		
	Асфальтены	Смолы силикагелевые	Парафины
Нефть верхней части эйфельского яруса (залежь D _{2ef})	0,68	4,72	32,29
Смесь 75 на 25	0,72	5,18	25,34
Смесь 50 на 50	0,81	5,38	20,60
Смесь 25 на 75	0,88	5,49	17,43
Смесь 10 на 90	0,98	5,85	14,36
Старооскольская нефть (залежь D _{2st})	1,15	6,12	12,42

Установлено, что с увеличением в смеси доли старооскольской нефти прежде всего наблюдается существенное снижение содержания парафиновых углеводородов по сравнению с исходной нефтью верхней части эйфельского яруса (залежь D_{2ef}). Содержание смол и асфальтенов при смешении исследуемых нефтей в отличие от парафиновых углеводородов изменяется незначительно.

4.1.2 Методика и результаты определения состава и относительного содержания парафиновых углеводородов в исследуемых нефтяных дисперсных системах

Определение качественного и количественного составов твердых парафинов, выделенных из исследуемых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей, осуществлялось с использованием газового хромато-масс-спектрометра GCMS-QP2010 Ultra по методике, описанной в разделе 2.2.2. Установлено, что в старооскольской и верхнеэйфельской нефти преобладают парафиновые углеводороды нормального строения с числом атомов углерода от C₂₀ до C₃₈, при этом на долю изоалканов в составе твердых парафинов приходится 6,24 и 7,90 % отн. соответственно. Выявлено, что с увеличением доли старооскольской нефти в смеси наблюдаются следующие качественные изменения в составе парафиновых углеводородов, выделенных из исследуемых смесей: относительное содержание изоалканов и н-алканов с числом атомов углерода от C₁₃ до C₂₉ снижается, при этом доля н-алканов с числом атомов углерода от C₃₀ до C₃₈₍₃₉₎ возрастает (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Состав парафиновых углеводородов, выделенных из высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей

Нефтяная дисперсная система	Содержание, % отн.			
	$\sum C_{13} - C_{19}$	$\sum C_{20} - C_{29}$	$\sum C_{30} - C_{38(39)}$	Изоалканы
Нефть верхней части эйфельского яруса (залежь D _{2ef})	2,68	61,18	28,24	7,90
Смесь 50 на 50	3,88	55,68	31,13	9,31
Смесь 25 на 75	3,79	54,24	33,57	8,40
Смесь 10 на 90	2,21	50,51	38,54	8,74
Старооскольская нефть (залежь D _{2st})	2,21	49,30	42,25	6,24

Нефти Кыртаельского месторождения характеризуются унимодальным молекулярно-массовым распределением n-алканов с максимумами, приходящимися на C₂₇ – C₂₉ (для нефти залежи D_{2ef}) и C₂₈ – C₂₉ (для нефти залежи D_{2st}) (рисунок 4.1). Установлено, что с увеличением содержания старооскольской нефти в смеси от 50 до 90 % масс. наблюдается многократное уменьшение массового содержания n-алканов с числом атомов углерода от C₂₀ до C₃₅.

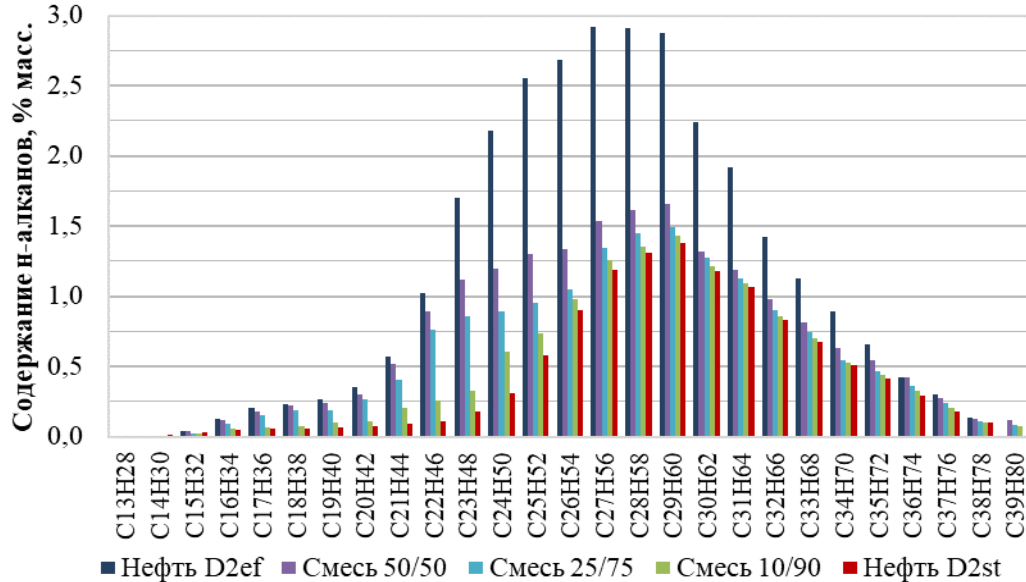


Рисунок 4.1 – Молекулярно-массовое распределение n-алканов в высокопарафинистых нефтях Кыртаельского месторождения и их смесях

4.1.3 Методика и результаты исследования изменения температуры застывания нефти верхнеэйфельской залежи при её смешении со старооскольской нефтью

Результаты экспериментальных исследований, описывающие изменение температуры застывания высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} при её смешении со старооскольской нефтью (залежь D_{2st}) в следующих соотношениях 75/25, 50/50, 25/75 и 10/90 соответственно представлены на рисунке 4.2.

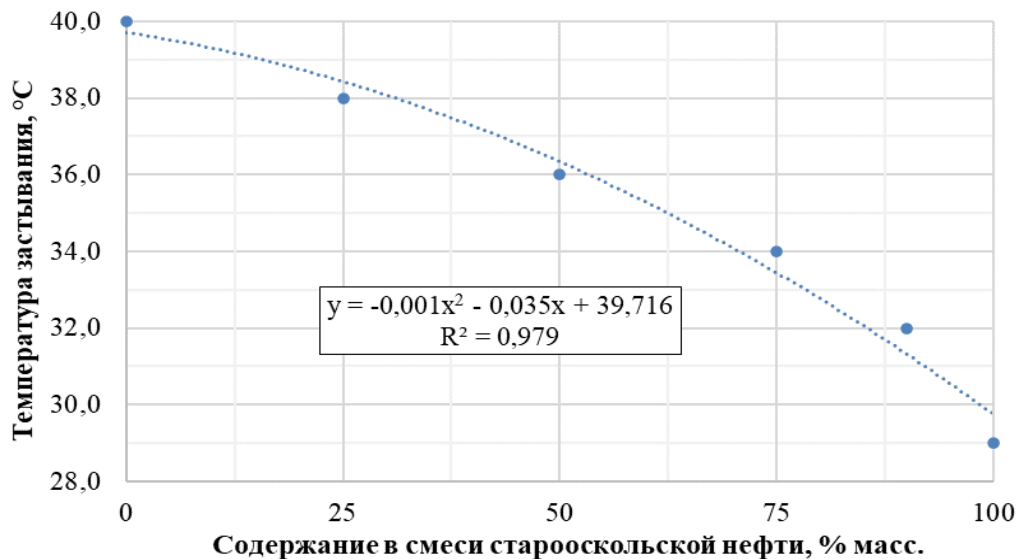


Рисунок 4.2 – Изменение температуры застывания высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} при её смешении со старооскольской нефтью в различных соотношениях [98]

Установлено, что зависимость температуры застывания исследуемых нефтяных дисперсных систем от содержания старооскольской нефти в смеси от 25 до 90 % масс. является квадратичной функцией. Так, при содержании в смеси старооскольской нефти в количестве 50 и 75 % масс. температура застывания снижается на 4,0 и 6,0 °С соответственно.

4.1.4 Методика и результаты исследования интенсивности образования органических отложений при совместной добыче высокопарафинистой нефти верхнеэфельской залежи со старооскольской нефтью

Исследование интенсивности образования органических отложений при совместной добыче высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью D_{2st} осуществлялось по методу «холодного стержня» (Cold finger test) в совокупности с гравиметрическим методом. Данный метод исследования основан на создании необходимого для образования органических отложений из определенного объема нефти градиента температур между охлаждаемой поверхностью металлического стержня и пробой нефти с последующим определением массы выкристаллизовавшегося парафина (отложений) на стержне [29, 78]. Схема установки для изучения процесса образования органических отложений методом «холодного стержня» в динамических условиях представлена на рисунке 4.3.

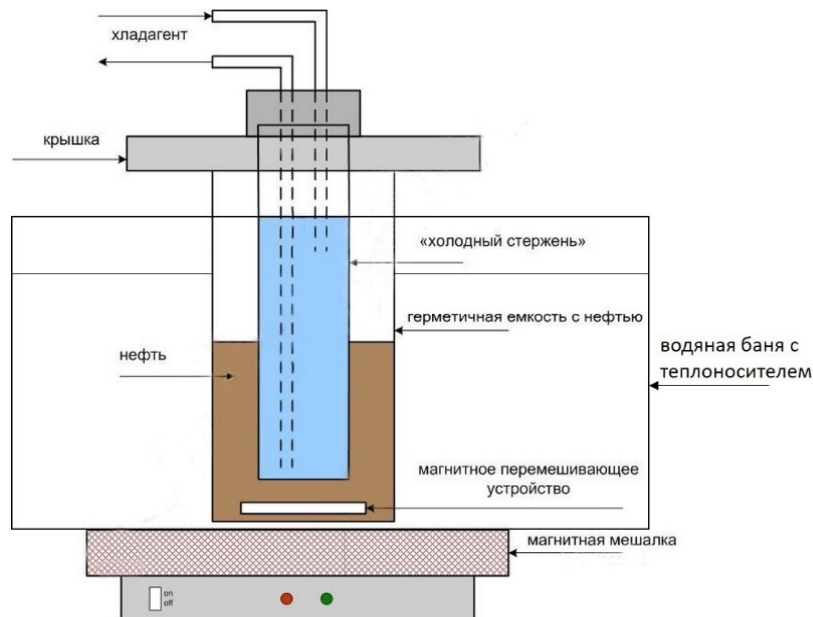


Рисунок 4.3 – Схема установки для изучения процесса образования органических отложений методом «холодного стержня»

Методика проведения эксперимента заключалась в предварительном получении безводных смесей высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью D_{2st} в следующих соотношениях 75/25, 50/50, 25/75 и 10/90 соответственно. Далее исследуемые НДС в необходимом количестве заливались в герметичные ячейки шестиместной установки «холодный стержень» (производитель F5 Technologie GmbH) и выдерживались в течение 30 мин в установленном на магнитной мешалке термостате (водяной бане) при температуре

+59,0 °С. Постоянное перемешивание проб исходных нефтей и их смесей в герметичных сосудах обеспечивалось путем вращения якоря магнитной мешалки со скоростью 350 об/мин. Продолжительность эксперимента после установления необходимого температурного градиента между поверхностью стержня и объемом нефти составляла 60 мин. Температуры водяной бани и «холодного стержня» устанавливались исходя из значения температуры застывания нефти залежи D_{2ef} со сдвигом на 5,0 °С в область более низких температур и составили +59,0 и +29,0 °С соответственно (уравнения 4.1 и 4.2):

$$T_{бани} = TЗ + 25 - 5 = 39 + 25 - 5 = 59 \text{ °С} \quad (4.1)$$

$$T_{ХС} = TЗ - 5 - 5 = 39 - 5 - 5 = 29 \text{ °С} \quad (4.2)$$

где $T_{бани}$ – температура водяной бани, °С;

$T_{ХС}$ – температура «холодного стержня», °С;

$TЗ$ – температура застывания пробы нефти, °С.

После окончания опыта «холодные стержни» извлекаются из ячеек и дают свободной нефти стечь. Затем температура хладагента во внешнем циркуляционном термостате устанавливается в диапазоне +30...40 °С без остановки его циркуляции через стержни. Масса органических отложений на каждом стержне определяется по разнице масс стеклянных стаканов с отложениями и масс пустых стаканов.

Эффективность смешения (\mathcal{E} , %) оценивается по формуле 4.3:

$$\mathcal{E} = \frac{M_1 - M_2}{M_1} \cdot 100 \quad (4.3)$$

где M_1 – масса образовавшихся на стержне органических отложений для исходной (холостой) пробы, г;

M_2 – масса образовавшихся на стержне органических отложений для смесей исследуемых нефтей в различных соотношениях, г.

Результаты экспериментальных исследований по оценке интенсивности образования органических отложений при совместной добыче высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью D_{2st} в соотношениях 75/25, 50/50, 25/75 и 10/90 соответственно представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Оценка эффективности смешения исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения по методу «холодного стержня» [92]

Образец	Масса отложений на стержне, г	Эффективность, %	Средняя эффективность, %
Верхнеэфельская нефть (залежь D _{2ef})	2,4750	-	Холостая
Старооскольская нефть (залежь D _{2st})	0,2941	-	-
Смесь 75/25	1,7094	30,93	29,10
	1,8004	27,26	
Смесь 50/50	1,5349	37,98	37,86
	1,5409	37,74	
Смесь 25/75	0,8638	65,10	64,98
	0,8698	64,86	
Смесь 10/90	0,3903	84,23	84,11
	0,3963	83,99	

Установлено, что с увеличением содержания старооскольской нефти в смеси от 25 до 90 % масс. наблюдается существенное снижение интенсивности образования органических отложений на «холодном стержне».

4.1.5 Методика и результаты исследования изменения структурно-механических свойств нефти верхнеэфельской залежи при её смешении со старооскольской нефтью

Исследование изменения структурно-механических свойств высокозастывающей аномальной нефти верхнеэфельской залежи при её смешении со старооскольской нефтью Кыртаельского месторождения осуществлялось методом ротационной вискозиметрии по методике, описанной в разделе 2.2.3.

Многokратное увеличение предельного (статического) напряжения сдвига высокопарафинистых нефтей залежей D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения наблюдается при температурах 40,0 и 32,5 °С соответственно, что косвенно свидетельствует о начале образования прочной пространственной структуры в исследуемых НДС (рисунок 4.4). При увеличении содержания в смеси доли старооскольской нефти от 50 до 75 % масс. температура, соответствующая началу образования прочной пространственной структуры, снижается на 5,0 °С, а предельное напряжение сдвига смеси – до 10 раз по сравнению с высокозастывающей аномальной нефтью верхнеэфельской залежи [98].

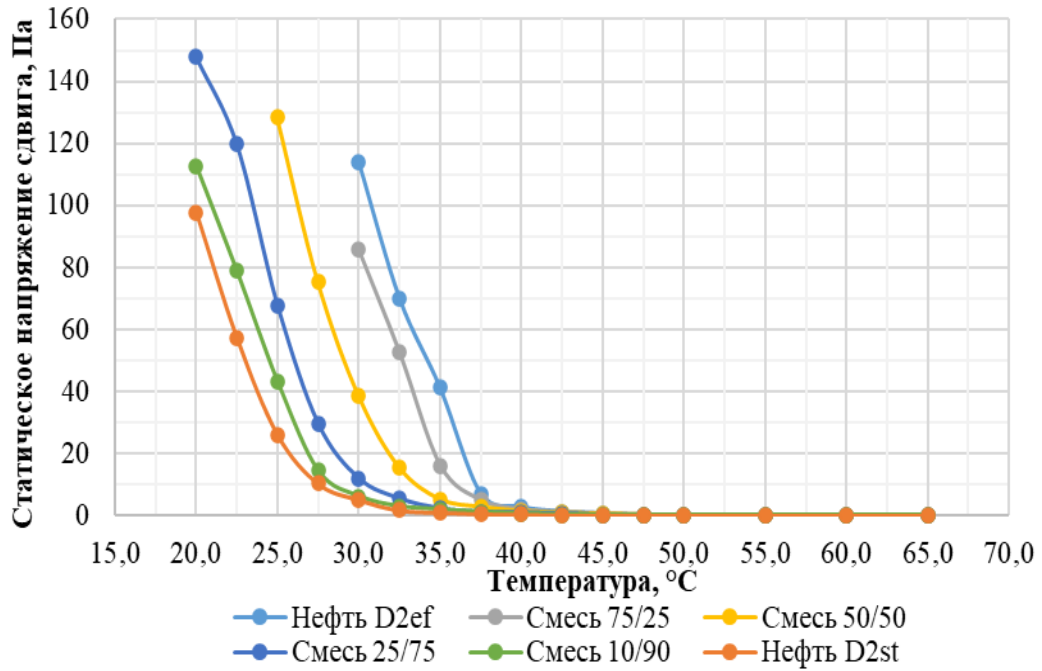


Рисунок 4.4 – Зависимость статического напряжения сдвига высокопарафинистой нефти D_{2ef} при ее смешении со старооскольской нефтью D_{2st} в различных соотношениях от температуры

Реологические кривые течения и эффективной вязкости смеси высокозастывающей нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в различных соотношениях при разных температурных режимах представлены на рисунках 4.5 – 4.10. Согласно представленным во второй главе результатам реологических исследований установлено, что для нефтей верхнеэфельской и старооскольской залежей при температурах выше 50,0 и 42,5 °C соответственно характерно ньютоновское поведение. Сверханомалии вязкости становятся сильно выраженными при постепенном охлаждении исследуемых нефтей ниже 35,0 и 27,5 °C соответственно. С увеличением содержания старооскольской нефти в смеси от 25 до 90 % масс. наблюдается многократное снижение эффективной вязкости исследуемых НДС и интенсивности процессов структурообразования. Так, при содержании в смеси 75 % масс. старооскольской нефти температура, соответствующая переходу исследуемой НДС от ньютоновского к неньютоновскому поведению, снижается на величину до 5,0 °C, а проявление сверханомалий вязкости становится наиболее выраженным при постепенном охлаждении ниже 30,0 °C.

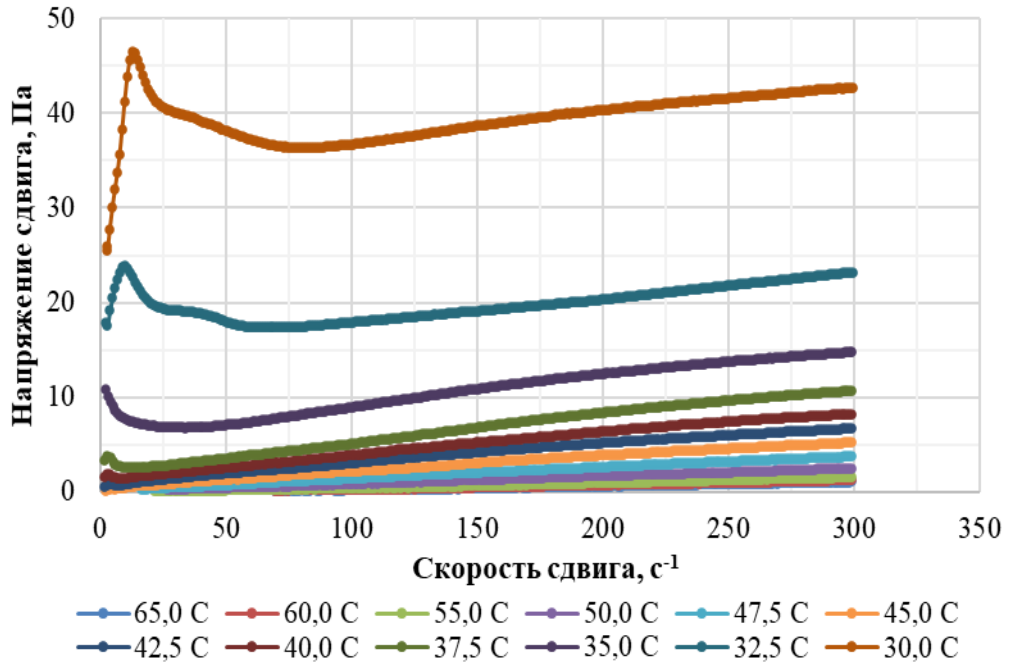


Рисунок 4.5 – Кривые течения смеси высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в соотношении 75 на 25 соответственно

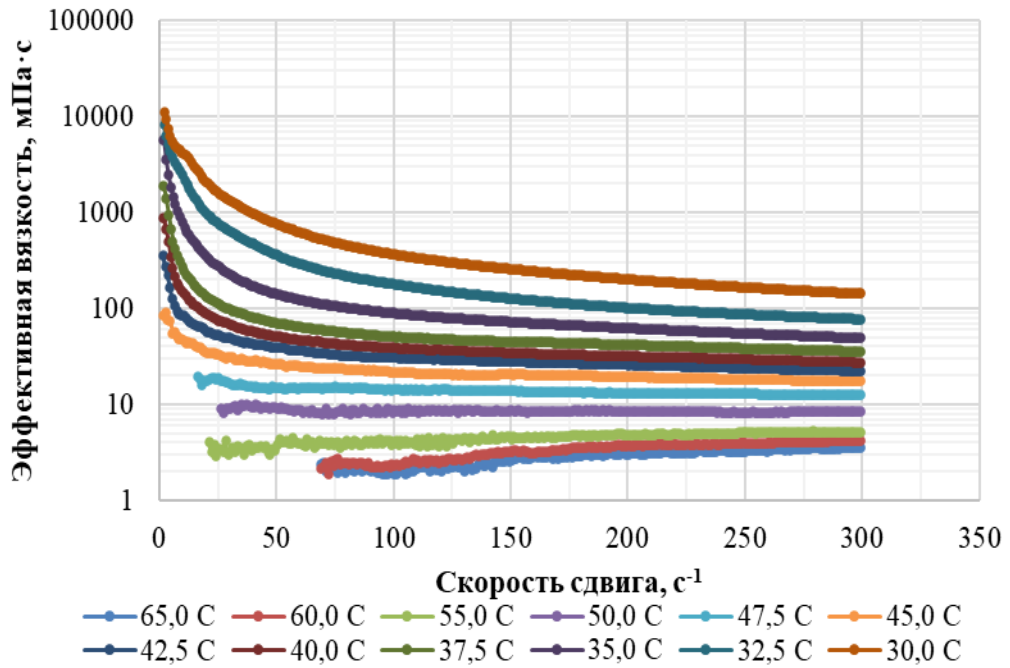


Рисунок 4.6 – Кривые эффективной вязкости смеси высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в соотношении 75 на 25 соответственно

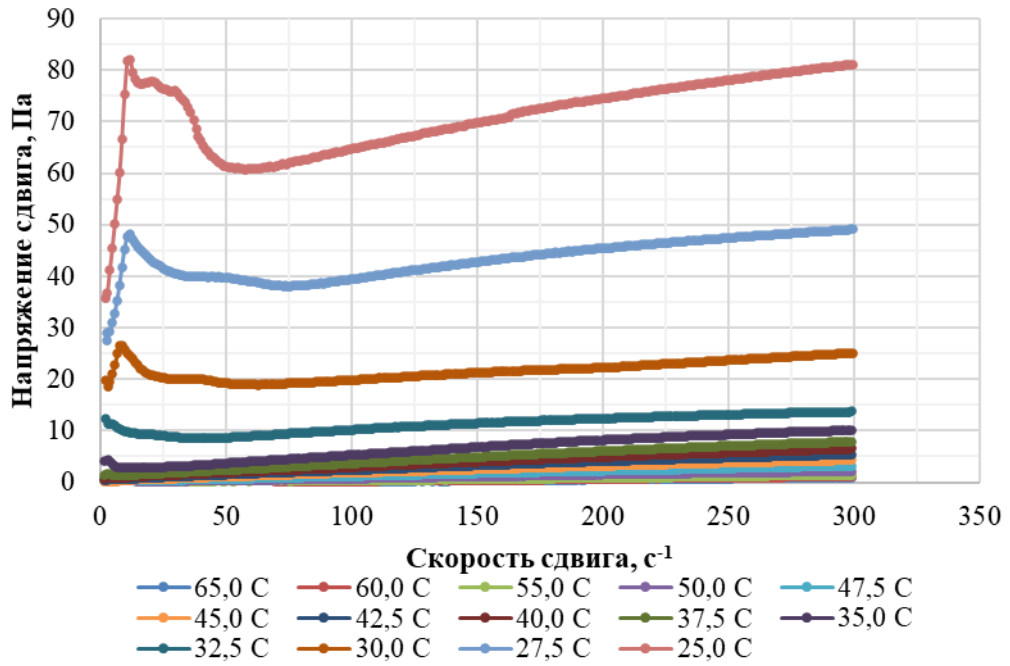


Рисунок 4.7 – Кривые течения смеси высокопарафинистой нефти залежи $D_{2\text{ef}}$ со старооскольской нефтью в соотношении 50 на 50 соответственно

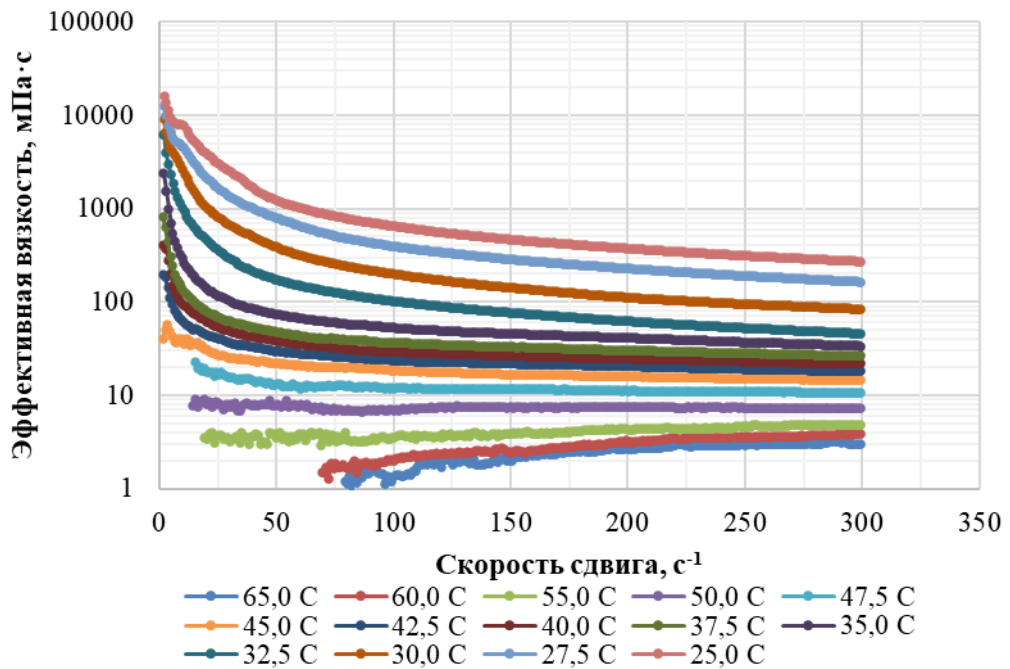


Рисунок 4.8 – Кривые эффективной вязкости смеси высокопарафинистой нефти залежи $D_{2\text{ef}}$ со старооскольской нефтью в соотношении 50 на 50 соответственно

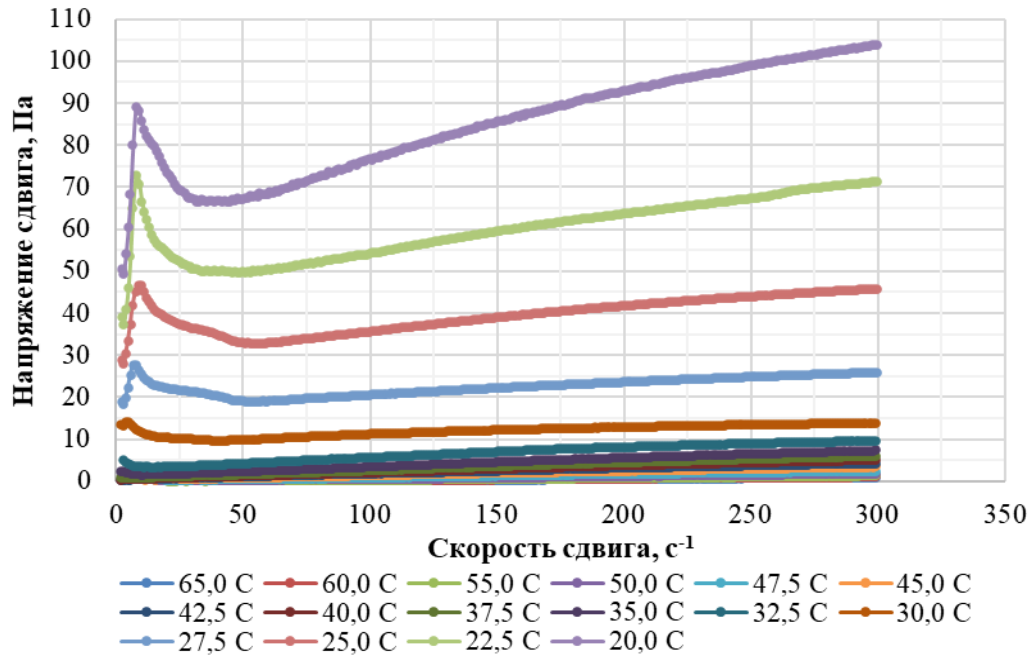


Рисунок 4.9 – Кривые течения смеси высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в соотношении 25 на 75 соответственно

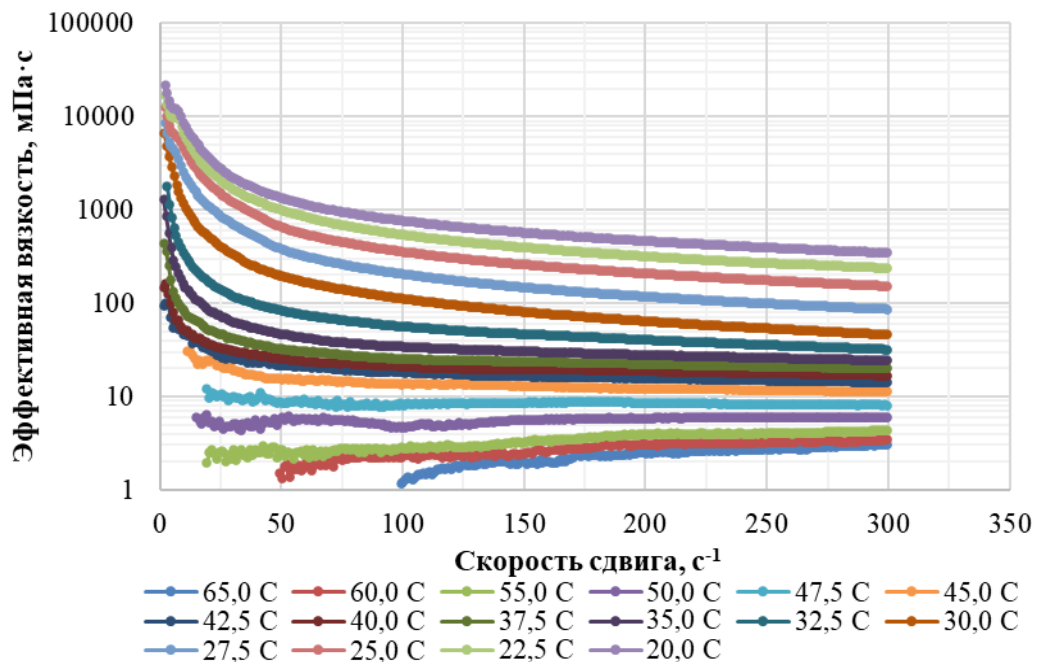


Рисунок 4.10 – Кривые эффективной вязкости смеси высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в соотношении 25 на 75 соответственно

Результаты сопоставления и выбора наиболее подходящих реологических моделей течения жидкости для описания поведения смеси высокозастывающей аномальной нефти верхнеэйфельской залежи со старооскольской нефтью Кыртаельского месторождения при разных температурных режимах представлены в таблицах 4.4 – 4.6. Установлено, что неньютоновское поведение исследуемых НДС наблюдается при более низких температурах по сравнению с поведением верхнеэйфельской нефти и наиболее точно описывается реологическими уравнениями Гершеля-Балкли и З.П. Шульмана, представляя собой структурированную вязкопластичную жидкость с пределом текучести.

Таблица 4.4 – Результаты сопоставления реологических моделей течения жидкости с поведением смеси высокопарафинистой нефти верхнеэйфельской залежи со старооскольской нефтью в соотношении 75 на 25 соответственно при разных температурных режимах

Температура, °С	Реологические модели течения													Тип жидкости
	Ньютона		Шведова-Бингама			Гершеля-Балкли				З.П. Шульмана				
	Вязкость μ , Па·с	Коэффициент детерминации R^2	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Пластическая вязкость $\mu_{пл}$, Па·с	Коэффициент детерминации R^2	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Показатель консистенции K , Па·с ⁿ	Показатель поведения n	Коэффициент детерминации R^2	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Вязкость, Па·с	Показатель степени n	Коэффициент детерминации R^2	
65,0	0,0031	0,9433	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Ньютоновская
60,0	0,0037	0,9460												
55,0	0,0049	0,9827	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
50,0	0,0084	0,9985	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
47,5	0,0131	0,9918	0,1834	0,0122	0,9974	0,0046	0,0276	0,8634	0,9985	0,0001	0,0061	5,0955	0,9990	Переход от ньютоновской к вязкопластичной
45,0	-	-	0,5376	0,0163	0,9948	0,1307	0,0479	0,8204	0,9990	0,0039	0,0070	4,3557	0,9989	Вязкопластичная с пределом текучести
42,5	-	-	1,0380	0,0200	0,9914	0,3614	0,0788	0,7732	0,9986	0,0958	0,0087	3,1805	0,9981	
40,0	-	-	1,4740	0,0239	0,9954	1,0024	0,0897	0,7712	0,9937	0,9915	0,0198	1,4338	0,9971	
37,5	-	-	2,2457	0,0296	0,9928	2,2012	0,0322	0,9854	0,9928	2,3209	0,0302	0,9567	0,9928	
35,0	-	-	6,2932	0,0296	0,9520	6,7578	0,0101	1,1844	0,9563	7,0679	0,0413	0,6090	0,9571	
32,5	-	-	15,5760	0,0265	0,0737	17,7578	0,0035	1,2844	0,4979	17,8379	0,0423	0,5915	0,5737	
30,0	-	-	34,1976	0,0303	0,0645	37,7578	0,0025	1,3244	0,3193	36,8838	0,0700	0,5500	0,3465	

Таблица 4.5 – Результаты сопоставления реологических моделей течения жидкости с поведением смеси высокопарафинистой нефти верхнеэйфельской залежи со старооскольской нефтью в соотношении 50 на 50 соответственно при разных температурных режимах

Температура, °С	Реологические модели течения													Тип жидкости
	Ньютона		Шведова-Бингама			Гершеля-Балкли				З.П. Шульмана				
	Вязкость μ , Па·с	Коэффициент детерминации R^2	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Пластическая вязкость $\mu_{пл}$, Па·с	Коэффициент детерминации R^2	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Показатель консистентности K , Па·с ⁿ	Показатель поведения n	Коэффициент детерминации R^2	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Вязкость, Па·с	Показатель степени n	Коэффициент детерминации R^2	
65,0	0,0027	0,9081	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Ньютоновская
60,0	0,0033	0,9261	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
55,0	0,0044	0,9702	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
50,0	0,0074	0,9981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
47,5	0,0111	0,9904	0,1755	0,0102	0,9977	0,0438	0,0185	0,9012	0,9992	0,0002	0,0065	4,3706	0,9992	Переход от ньютоновской к вязкопластичной
45,0	-	-	0,4740	0,0133	0,9947	0,1081	0,0420	0,8092	0,9997	0,0041	0,0067	4,0318	0,9992	Вязкопластичная с пределом текучести
42,5	-	-	0,7409	0,0162	0,9940	0,2807	0,0528	0,8044	0,9992	0,0901	0,0093	2,7185	0,9989	
40,0	-	-	1,0001	0,0191	0,9960	0,6188	0,0479	0,8463	0,9990	0,4789	0,0148	1,6913	0,9986	
37,5	-	-	1,3112	0,0230	0,9957	0,9630	0,0497	0,8704	0,9979	0,8808	0,0193	1,4222	0,9973	
35,0	-	-	2,5910	0,0268	0,9867	2,3051	0,0470	0,9051	0,9879	2,3619	0,0246	1,1412	0,9872	
32,5	-	-	8,8915	0,0166	0,8861	8,5975	0,0045	1,2541	0,8886	8,98766	0,0256	0,739	0,8936	
30,0	-	-	19,0335	0,0177	0,5714	18,9975	0,0042	1,2641	0,6104	18,9825	0,0416	0,6547	0,6190	
27,5	-	-	39,1335	0,0307	0,6554	38,9975	0,0035	1,3941	0,7195	38,5325	0,0886	0,6000	0,7299	
25,0	-	-	62,1257	0,0650	0,4615	62,9975	0,0030	1,5412	0,5088	63,0783	0,1600	0,5723	0,5103	

Таблица 4.6 – Результаты сопоставления реологических моделей течения жидкости с поведением смеси высокопарафинистой нефти верхнеэйфельской залежи со старооскольской нефтью в соотношении 25 на 75 соответственно при разных температурных режимах

Температура, °С	Реологические модели течения													Тип жидкости
	Ньютона		Шведова-Бингама			Гершеля-Балкли				З.П. Шульмана				
	Вязкость μ , Па·с	Коэффициент детерминации R^2	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Пластическая вязкость $\mu_{пл}$, Па·с	Коэффициент детерминации R^2	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Показатель консистенции K , Па·с ⁿ	Показатель поведения n	Коэффициент детерминации R^2	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Вязкость, Па·с	Показатель степени n	Коэффициент детерминации R^2	
65,0	0,0025	0,9005	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Ньютоновская
60,0	0,0030	0,9492	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
55,0	0,0039	0,9515	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
50,0	0,0058	0,9914	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
47,5	0,0083	0,9960	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
45,0	0,0121	0,9760	0,2934	0,0106	0,9959	0,0997	0,0242	0,8625	0,9990	0,0030	0,0058	3,8402	0,9990	Переход от ньютоновской к вязкопластичной
42,5	-	-	0,4625	0,0131	0,9967	0,2075	0,0318	0,8517	0,9995	0,0808	0,0093	2,2753	0,9994	Вязкопластичная с пределом текучести
40,0	-	-	0,5202	0,0157	0,9969	0,2618	0,0341	0,8700	0,9990	0,1313	0,0122	1,9877	0,9988	
37,5	-	-	0,7709	0,0180	0,9974	0,5638	0,0322	0,9017	0,9985	0,5075	0,0160	1,3640	0,9982	
35,0	-	-	1,4123	0,0204	0,9951	1,3338	0,0253	0,9634	0,9953	1,1284	0,0173	1,3211	0,9935	
32,5	-	-	3,3025	0,0228	0,9742	3,5591	0,0122	1,1050	0,9752	2,8126	0,0177	1,3194	0,9838	
30,0	-	-	9,7040	0,0150	0,7593	9,8796	0,0077	1,1150	0,7703	9,8813	0,0180	0,8980	0,7718	
27,5	-	-	19,4905	0,0200	0,6033	19,5907	0,0060	1,2200	0,6370	19,8757	0,0259	0,8800	0,6242	
25,0	-	-	35,3905	0,0350	0,5778	33,6907	0,0057	1,3500	0,7043	32,9757	0,0595	0,8500	0,6780	
22,5	-	-	49,1435	0,0711	0,7904	50,6907	0,0055	1,4545	0,8185	49,8057	0,0987	0,8456	0,8047	
20,0	-	-	66,6375	0,1319	0,8797	70,0726	0,0033	1,6358	0,8828	68,8106	0,1599	0,8406	0,8905	

Многokратное увеличение эффективной вязкости верхнеэйфельской и старооскольской нефтей в области низких скоростей сдвига наблюдается при температурах ниже 40,0 и 32,5 °С соответственно (рисунки 2.20 и 2.21). При высоких скоростях сдвига процесс образования подвижной пространственной структуры из диспергированных в нефти частиц парафина становится менее интенсивным и наблюдается в области меньших температур. На рисунках 4.11-4.13 представлены полученные вязкостно-температурные характеристики исследуемых смесей высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в соотношениях 75 на 25, 50 на 50, 25 на 75 соответственно для различных скоростей сдвига. Установлено, что с увеличением содержания старооскольской нефти в смеси от 25 до 75 % масс. наблюдается многократное снижение значений эффективной вязкости исследуемых НДС по сравнению с нефтью залежи D_{2ef} . Так, эффективная вязкость смеси с содержанием старооскольской нефти 50 и 75 % масс. при температуре 30,0 °С и скорости сдвига 5,8 с⁻¹ снижается в 2,4 и 3,6 раза соответственно.

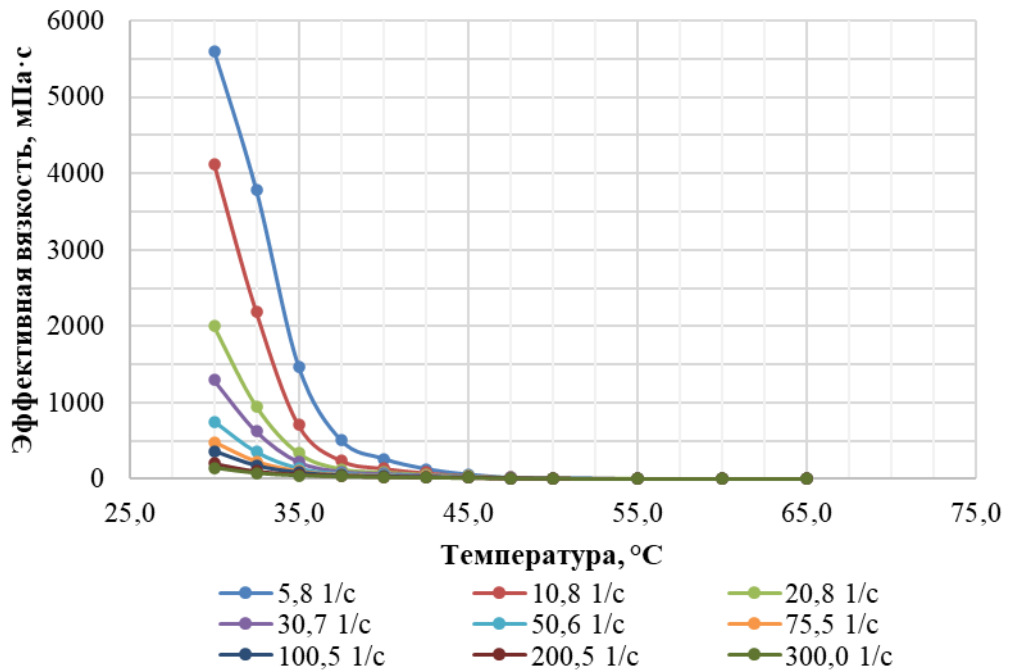


Рисунок 4.11 – Зависимость эффективной вязкости смеси высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в соотношении 75 на 25 соответственно от температуры и скорости сдвига

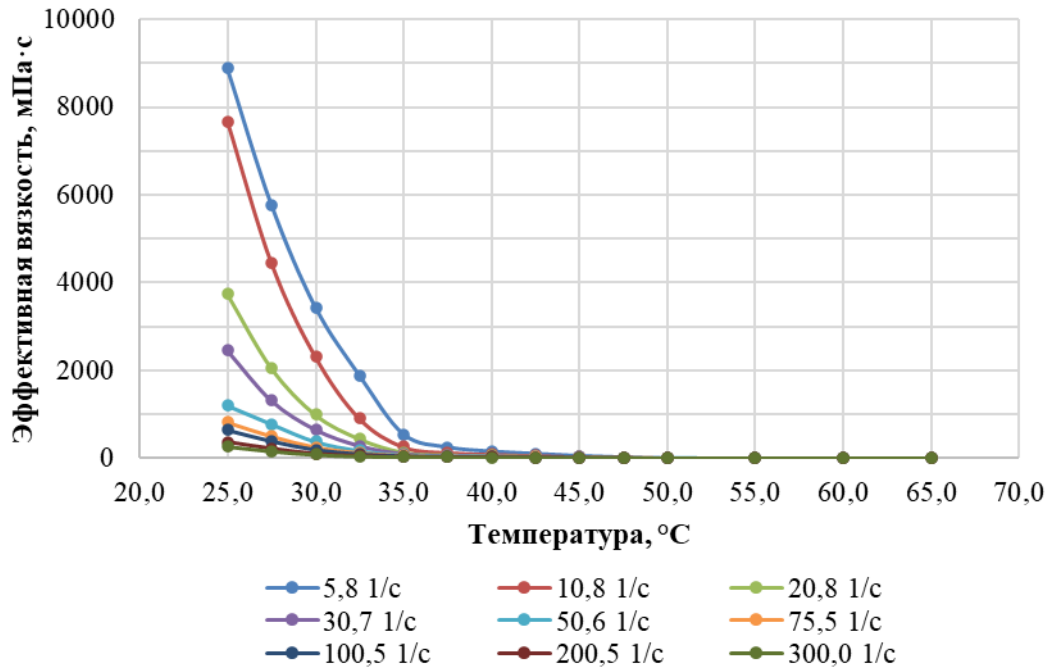


Рисунок 4.12 – Зависимость эффективной вязкости смеси высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в соотношении 50 на 50 соответственно от температуры и скорости сдвига

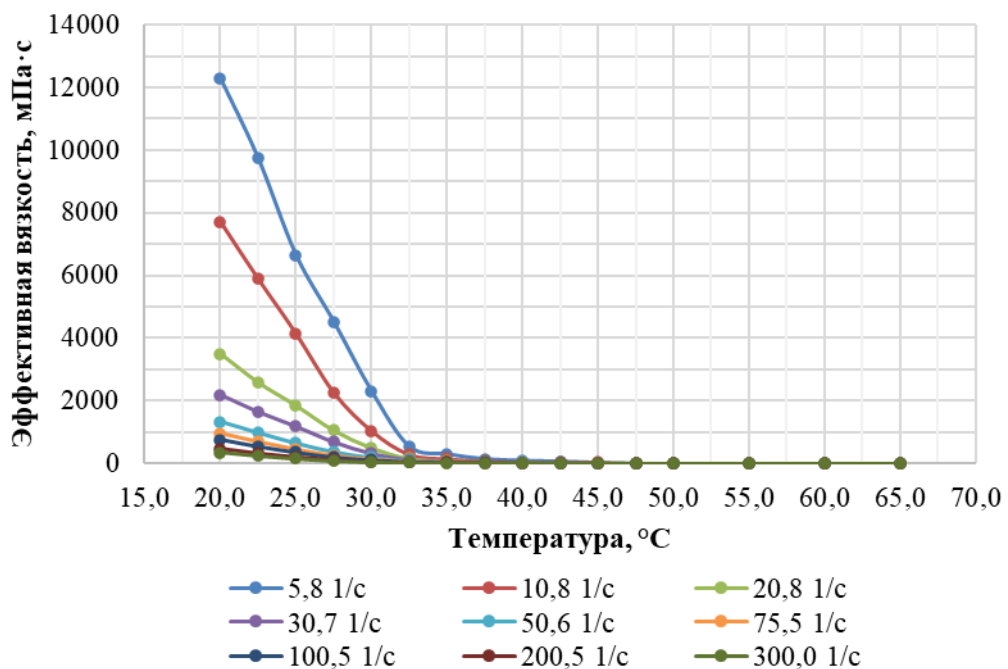


Рисунок 4.13 – Зависимость эффективной вязкости смеси высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в соотношении 25 на 75 соответственно от температуры и скорости сдвига

Полученные результаты исследования реологических свойств смесей высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в различных соотношениях позволили оценить температуру начала структурообразования исследуемых НДС на основе обработки их вязкостно-температурных характеристик, соответствующих широкому диапазону скоростей сдвига (рисунок 4.14). Согласно представленным во второй

главе результатам реологических исследований высокопарафинистых безводных нефтей Кыртаельского месторождения установлено, что температура начала структурообразования в исследуемом диапазоне скоростей сдвига (от 0 до 300 c^{-1}) снижается на величину до $2,5 \text{ }^\circ\text{C}$. В исследуемой области условно выделяется критическая скорость сдвига, равная для верхнеэйфельской и старооскольской нефтей $50,6$ и $30,4 \text{ c}^{-1}$ соответственно, выше которой температура начала структурообразования остается постоянной. Выявлено, что с увеличением содержания старооскольской нефти в смеси от 25 до 75 % масс. наблюдается снижение значений температуры начала структурообразования и критической скорости сдвига по сравнению с высокозастывающей нефтью залежи D_{2ef} . Так, при содержании в смеси старооскольской нефти 50 и 75 % масс. температура начала структурообразования в исследуемом диапазоне скоростей сдвига снижается на $3,1$ и $5,6 \text{ }^\circ\text{C}$ соответственно [98].

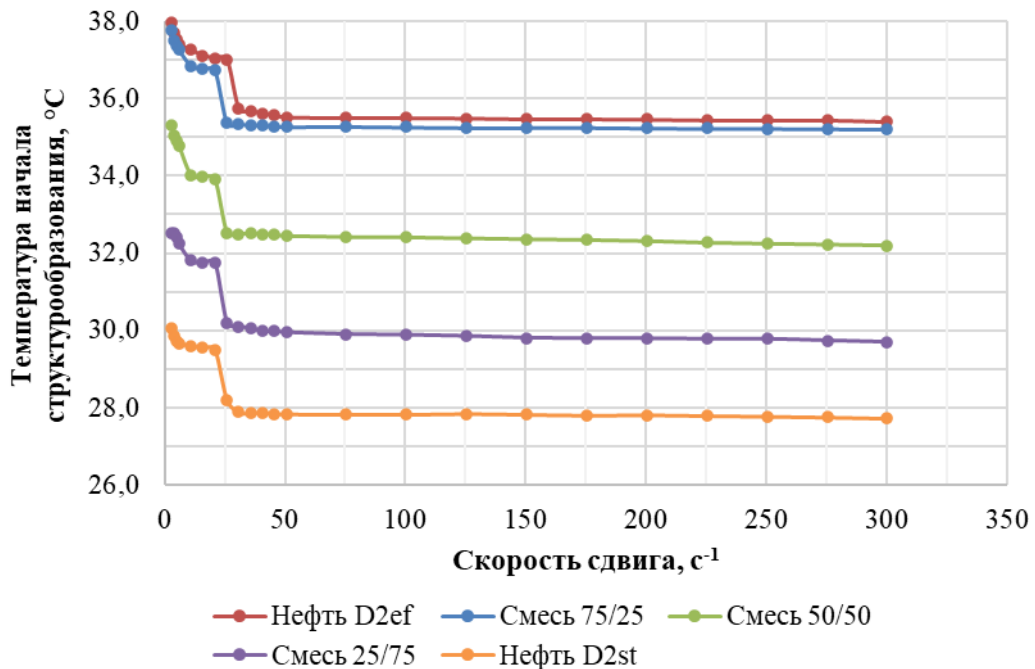


Рисунок 4.14 – Зависимость температуры начала структурообразования исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей от скорости сдвига

Зависимости, описывающие изменение эффективной вязкости исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей от температуры, представлены на рисунке 4.15. Установлено, что с увеличением содержания в смеси старооскольской нефти от 25 до 90 % масс. наблюдается многократное снижение значений эффективной вязкости исследуемых НДС в диапазоне температур ниже $40,0 \text{ }^\circ\text{C}$.

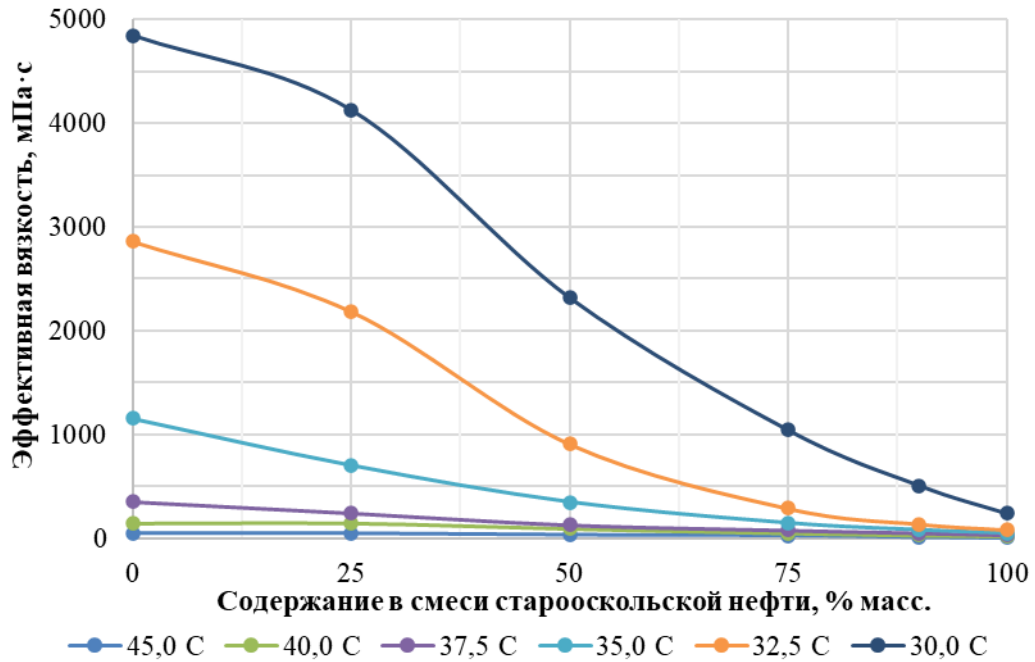


Рисунок 4.15 – Изменение эффективной вязкости исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей от температуры (при скорости сдвига $10,8 \text{ c}^{-1}$) [98]

Результаты экспериментальных исследований тиксотропных свойств высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей представлены на рисунке 4.16. Выявлено, что верхнеэйфельская и староскольская нефти при температурах ниже $50,0$ и $35,0$ °C соответственно начинают проявлять тиксотропные свойства, обладая тем самым склонностью к интенсивному структурообразованию и проявлению сверханомалий вязкости. С увеличением доли староскольской нефти в смеси от 25 до 90 % масс. наблюдается многократное снижение значений тиксотропии.

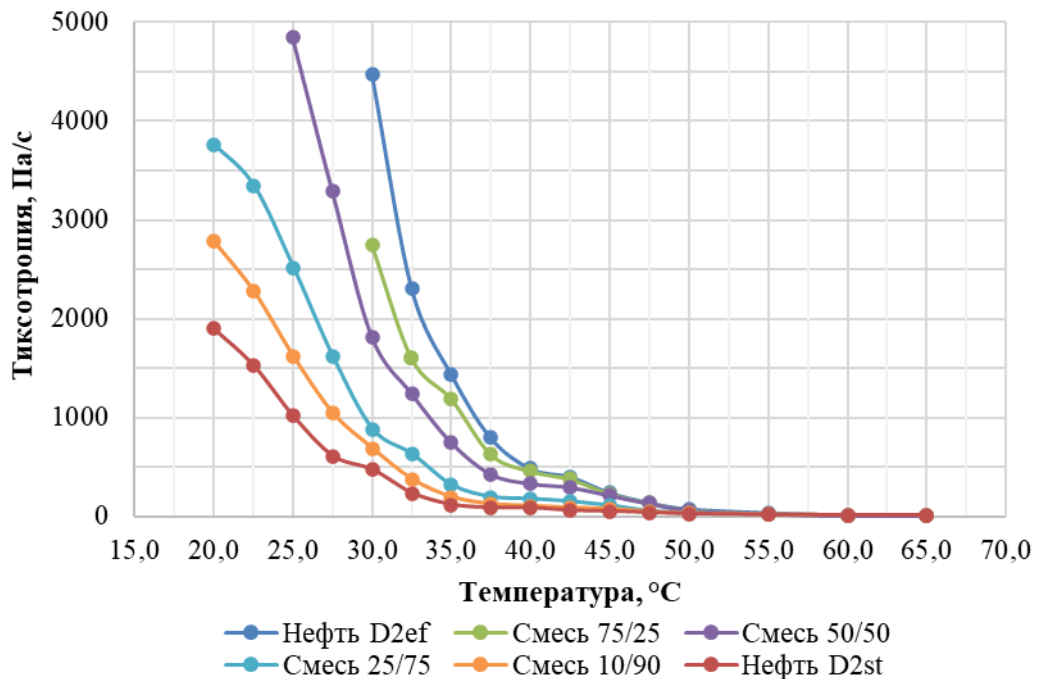


Рисунок 4.16 – Зависимость тиксотропии исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей от температуры

Результаты исследований вязкоупругих свойств смесей высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} и старооскольской нефти при разных соотношениях представлены на рисунках 4.17 – 4.21. Установлено, что высокопарафинистые нефти залежей D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения и их смеси обладают выраженными вязкоупругими свойствами в области температур ниже температуры фазового перехода парафина в них с последующим образованием прочной пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа. Согласно полученным зависимостям фазового угла, комплексных модуля и вязкости (их составляющих) от температуры для смесей верхнеэфельской и старооскольской нефтей установлены следующие характерные особенности процессов структурообразования:

- в области температур, превышающих температуру фазового перехода парафина в исследуемых НДС, наблюдается реологическое поведение, характерное для ньютоновской жидкости. При этом значения комплексных модуля и вязкости остаются практически постоянными и в большей мере определяются модулем потерь и вязкой компонентой;
- с увеличением доли старооскольской нефти в смеси наблюдается многократное снижение значений комплексных модуля и вязкости (их составляющих) исследуемых НДС, что косвенно свидетельствует о снижении температуры начала структурообразования. Например, при содержании в смеси старооскольской нефти 50 и 75 % масс. снижение температуры начала структурообразования составляет до 5,0 и 7,5 °С соответственно;
- при снижении температуры ниже температуры начала структурообразования наблюдается резкое увеличение значений упругих составляющих комплексных модуля и вязкости до значений вязких компонент, что свидетельствует об образовании надмолекулярной структуры. Образующаяся в нефти структура, состоящая из частично выделившихся кристаллов парафина, не является жестким пространственным каркасом и под действием механического воздействия легко разрушается;
- дальнейшее охлаждение приводит к значительному упрочнению структуры и переходу исследуемых НДС в состояние «геля» (составляющие комплексного модуля принимают равные значения). Однако наличие несвязанной жидкой фазы в системе способствует незначительному разупрочнению пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа. Процессы повторной кристаллизации приводят к окончательному переходу исследуемой НДС в твердое состояние.

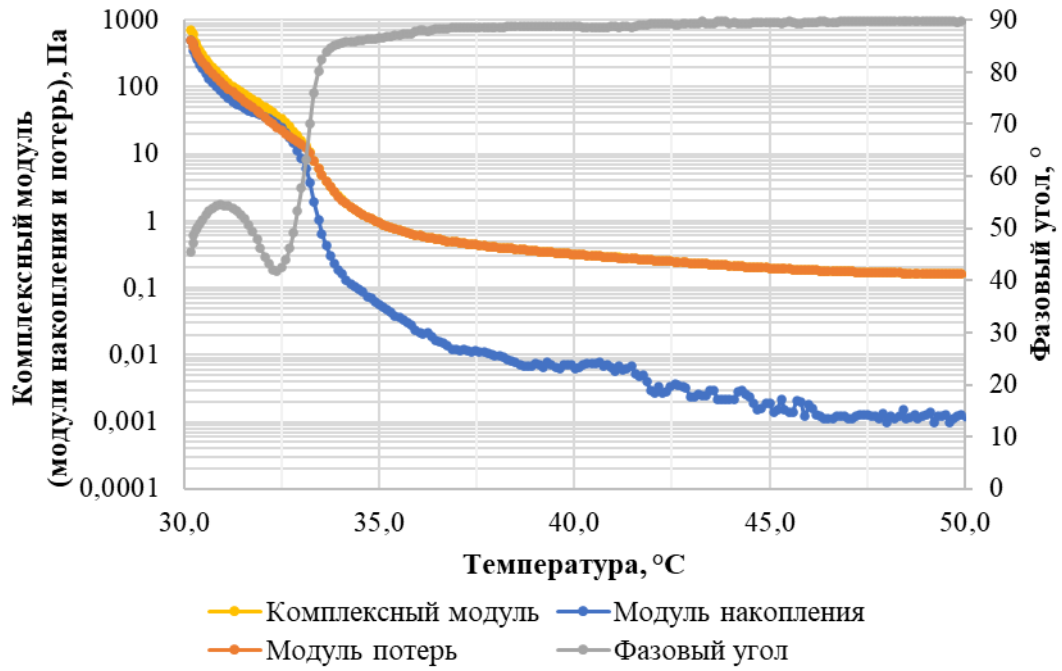


Рисунок 4.17 – Зависимость комплексного модуля и его составляющих смеси высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в соотношении 75 на 25 соответственно от температуры

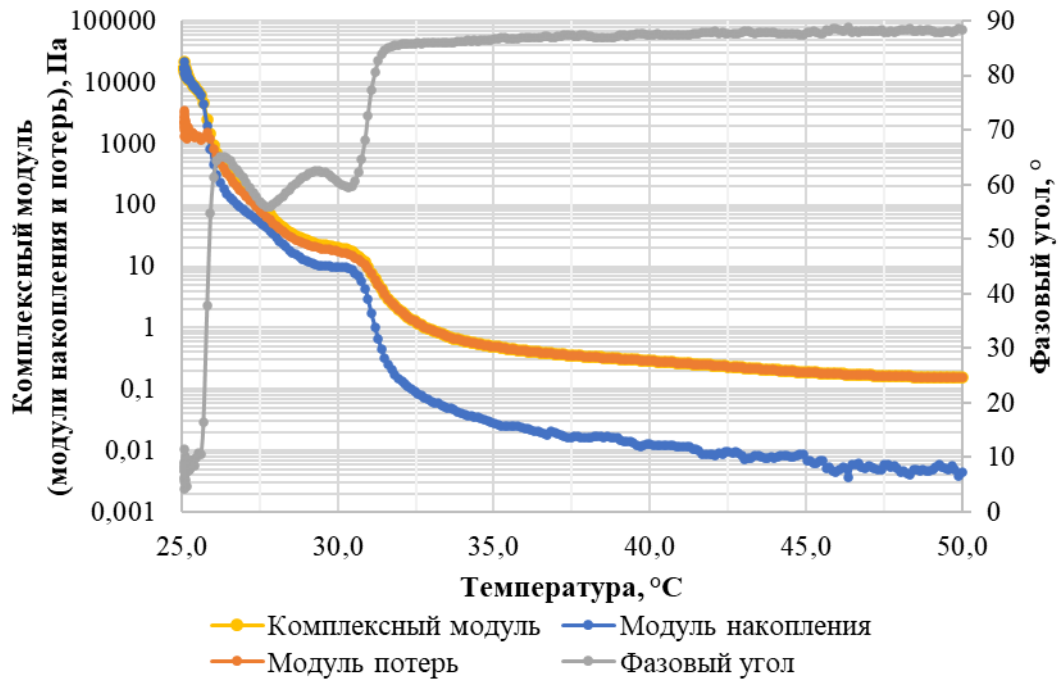


Рисунок 4.18 – Зависимость комплексного модуля и его составляющих смеси высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в соотношении 50 на 50 соответственно от температуры

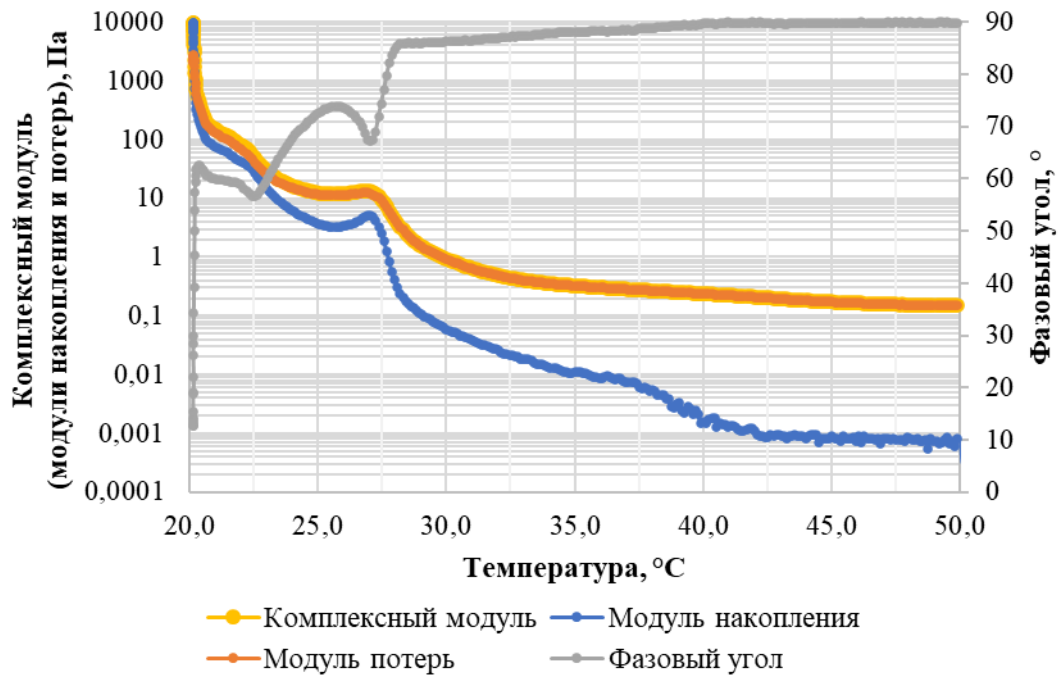


Рисунок 4.19 – Зависимость комплексного модуля и его составляющих смеси высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в соотношении 25 на 75 соответственно от температуры

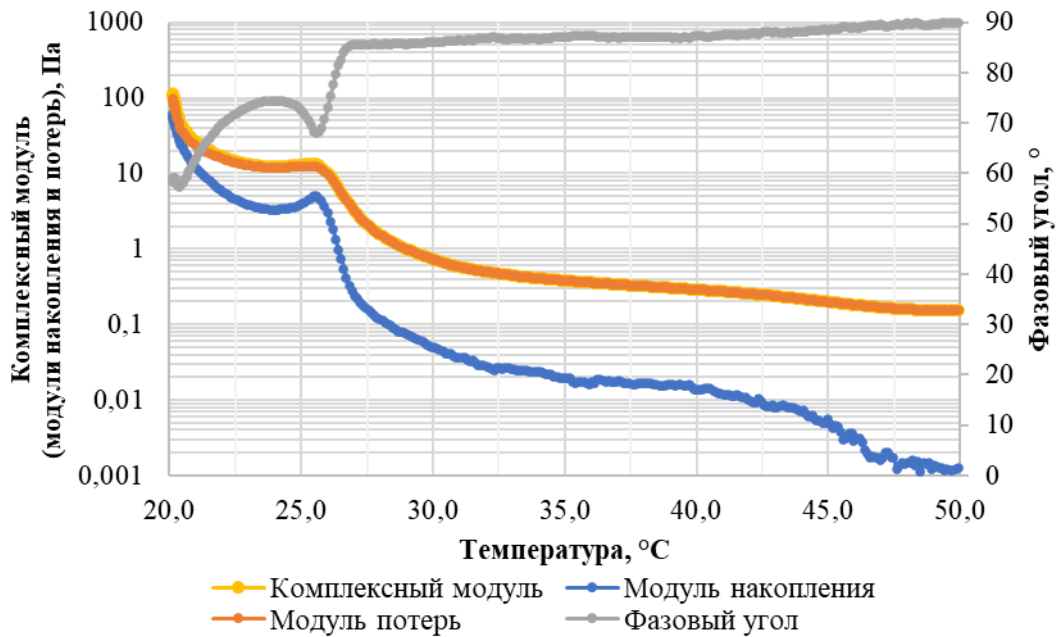


Рисунок 4.20 – Зависимость комплексного модуля и его составляющих смеси высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в соотношении 10 на 90 соответственно от температуры

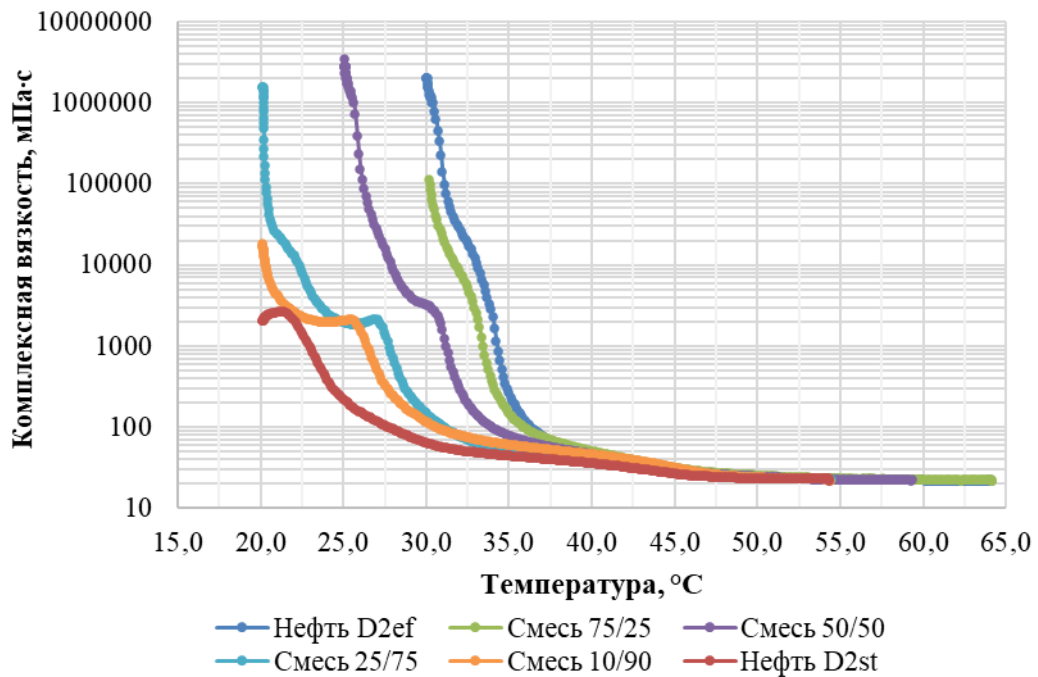


Рисунок 4.21 – Зависимость комплексной вязкости верхнеэйфельской и старооскольской нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей от температуры

4.2 Разработка эффективного ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами для высокопарафинистой нефти верхнеэйфельской залежи Кыртаельского месторождения

4.2.1 Методика и результаты определения эффективности ингибиторов парафиноотложений с депрессорными свойствами методом «холодного стержня»

Оценка эффективности ингибиторов парафиноотложений с депрессорными свойствами (депрессорных присадок) для высокозастывающей аномальной нефти верхнеэйфельской залежи Кыртаельского месторождения осуществлялась по методу «холодного стержня» (Cold finger test) в совокупности с гравиметрическим методом [29, 78]. Методика проведения лабораторных испытаний по определению эффективности ингибиторов парафиноотложений с депрессорными свойствами заключалась в следующем. В герметичные ячейки с предварительно разогретой безводной верхнеэйфельской нефтью (массой 80 г) при температуре +65,0 °C, соответствующей температуре на приеме погружного ЭЦН, вводят тестируемые ингибиторы парафиноотложений при дозировке 1000 г/т. После десятиминутной выдержки в термошкафу при вышеуказанной температуре обработанная нефть в ячейках интенсивно перемешивается. Затем ячейки с исходной и обработанной нефтью устанавливаются в термостат (водяную баню) шестиместной установки «холодный стержень» (производитель F5 Technologie GmbH) и выдерживаются в течение 30 мин при температуре +59,0 °C. Постоянное перемешивание проб нефти в ячейках обеспечивается путем вращения якоря магнитной мешалки со скоростью 350 об/мин. Продолжительность эксперимента после установления необходимого температурного

градиента между поверхностью стержня и объемом нефти составляла 60 мин. Температуры водяной бани и «холодного стержня» выбирались исходя из значения температуры застывания высокопарафинистой безводной нефти залежи D_{2ef} со сдвигом на $5,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ в область более низких температур и составили $+59,0$ и $+29,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ соответственно (согласно формулам 4.1 – 4.2). После окончания опыта «холодные стержни» извлекаются из ячеек и дают свободной нефти стечь. Затем температура хладагента во внешнем циркуляционном термостате устанавливается в диапазоне $+30\dots40\text{ }^{\circ}\text{C}$ без остановки его циркуляции через стержни. Масса органических отложений на каждом стержне определяется по разнице масс стеклянных стаканов с отложениями и масс пустых стаканов.

Эффективность ингибирования (\mathcal{E} , %) оценивается по формуле 4.4:

$$\mathcal{E} = \frac{M_1 - M_2}{M_1} \cdot 100 \quad (4.4)$$

где M_1 – масса образовавшихся на стержне органических отложений для необработанной (холостой) пробы, г;

M_2 – масса образовавшихся на стержне органических отложений для обработанной ингибитором парафиноотложений нефти, г.

Результаты экспериментальных исследований по оценке эффективности ингибиторов парафиноотложений с депрессорными свойствами для высокозастывающей аномальной нефти верхнеэйфельской залежи Кыртаельского месторождения представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Эффективность ингибиторов парафиноотложений с депрессорными свойствами (депрессорных присадок) при температуре ввода $+65,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ и дозировке 1000 г/т

Наименование реагента	Эффективность, %	Производитель
Пральт 16 марка А-1	14	ООО «Вираж» (г. Казань), ТУ 2458-010-48692390-2008
Пральт 16 марка Б-2	30	
ПарМастер 2020 марка А	47	Химический реагент, разработанный совместно с Master Chemicals ChampionX
Кх 190408-03	22	Master Chemicals ChampionX (г. Казань)
Кх 190408-04	28	
Кх 190408-05	30	
Кх 190408-06	35	
Flexoil CW288	33	
Flexoil WM 2300	26	
Difron 4201	34	ООО «Компания Топливный Регион» (г. Москва), ТУ 0257-054-65234252-2015
Difron 3970	43	
ФЛЭК ИП 105	20	ООО «ФЛЭК» (г. Пермь), ТУ 2458-013-24084384-2004

Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод о том, что эффективность ряда ингибиторов парафиноотложений с депрессорными свойствами (депрессорных присадок) таких, как Пральт 16 марка А-1, Flexoil WM 2300, ФЛЭК ИП 105 и опытные образцы

ингибиторов линейки Кх для условий добычи высокопарафинистой нефти верхнеэйфельской залежи Кыртаельского месторождения является крайне низкой и недостаточной. Среди химических реагентов, показавших наибольшую эффективность по методу «холодного стержня», отдельно следует выделить Difron 3970 и разработанный реагент ПарМастер 2020 марка А. Для подтверждения возможности использования указанных ингибиторов парафиноотложений (депрессорных присадок) в качестве депрессаторов и понизителей высокотемпературной вязкости верхнеэйфельской нефти требуется проведение дополнительного комплекса реологических исследований.

4.2.2 Методика и результаты определения эффективности ингибиторов парафиноотложений с депрессорными свойствами реологическим методом

Реологические исследования вязкопластичных свойств исходной и обработанной химическими реагентами высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения проводились в соответствии с методикой, описанной в разделе 2.2.3. Обработка исследуемой нефти химическими реагентами, отобранными по результатам испытаний по методу «холодного стержня», проводилась при температуре $+65,0$ °С, моделируя процесс подачи реагента через спущенную на прием погружного ЭЦН капиллярную трубку. Выбор наиболее эффективных ингибиторов парафиноотложений с депрессорными свойствами (депрессорных присадок) осуществлялся поэтапно:

- определение предельных (статических) сдвиговых напряжений и снятие кривых течения исходной и обработанной химическими реагентами нефти при дозировке 500 г/т;
- определение предельных (статических) сдвиговых напряжений и снятие кривых течения исходной и обработанной наиболее эффективными химическими реагентами нефти при увеличенной дозировке 1000 г/т;
- сопоставление реологических моделей течения жидкости с поведением высокопарафинистой нефти, обработанной наиболее эффективным химическим реагентом при дозировке 500 г/т, при разных температурных режимах;
- установление зависимости изменения температуры застывания высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} , обработанной ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами (депрессорных присадок) при различных дозировках.

Зависимости предельного напряжения сдвига исходной и обработанной химическими реагентами верхнеэйфельской нефти при дозировках 500 и 1000 г/т представлены на рисунках 4.22 и 4.23. Особенно показательной при выделении наиболее эффективных реагентов по снижению величины предельного напряжения сдвига оказалась область температур ниже температуры застывания исследуемой нефти (от $+40,0$ до $+30,0$ °С).

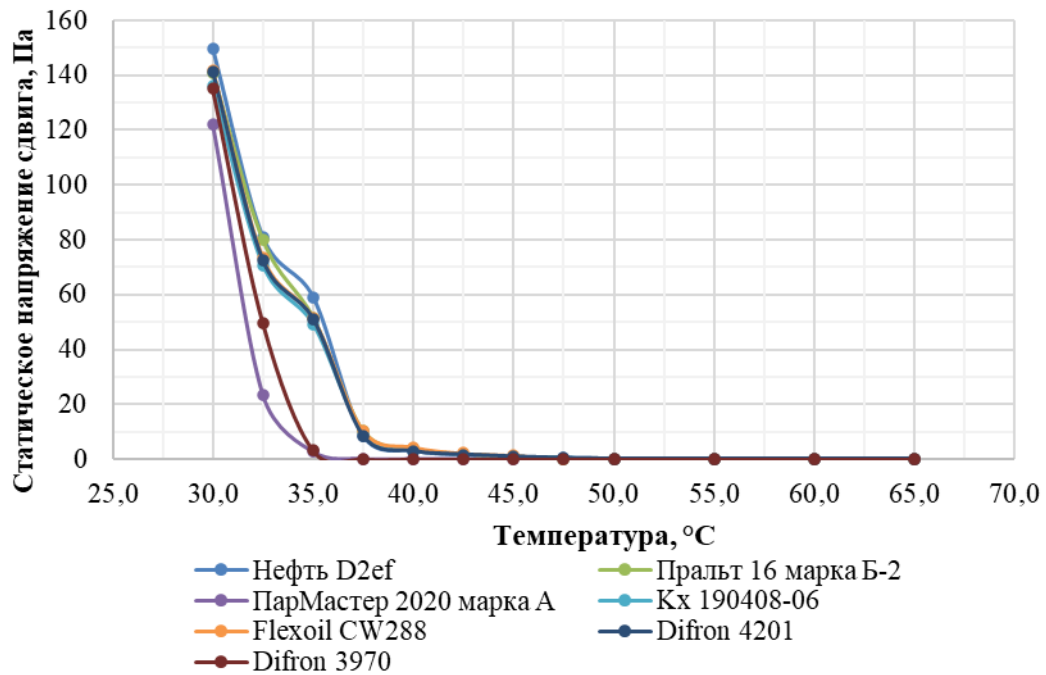


Рисунок 4.22 – Изменение предельного напряжения сдвига исходной и обработанной химическими реагентами верхнеэйфельской нефти при дозировке 500 г/т

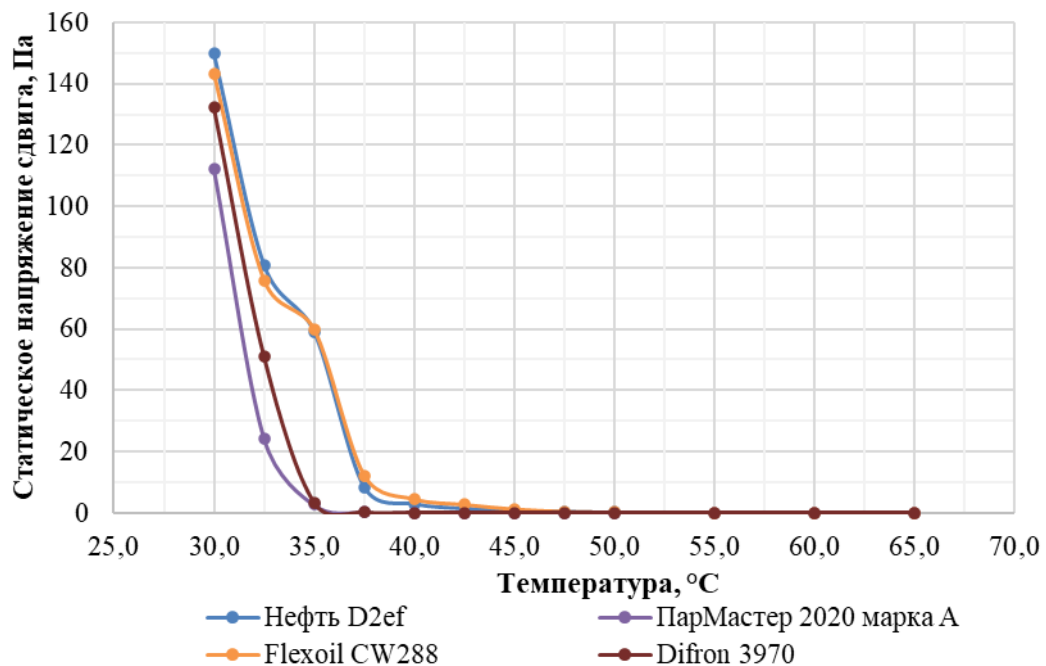


Рисунок 4.23 – Изменение предельного напряжения сдвига исходной и обработанной химическими реагентами верхнеэйфельской нефти при дозировке 1000 г/т

Таким образом, выделены следующие реагенты: ПарМастер 2020 марка А и Difron 3970. Под действием указанных химических реагентов наибольшее снижение величины предельного напряжения сдвига обработанной нефти при дозировке 500 г/т по сравнению с исходной нефтью наблюдается при температуре +35,0 °C и составляет до 20 раз. С увеличением дозировки до 1000 г/т существенного снижения значений статического напряжения сдвига по сравнению с обработанной нефтью при дозировке 500 г/т не наблюдается.

Результаты сравнительного анализа изменения пусковых значений эффективной вязкости исходной и обработанной химическими реагентами верхнеэфельской нефти в области температур ниже температуры её застывания представлены на рисунках 4.24 и 4.25.

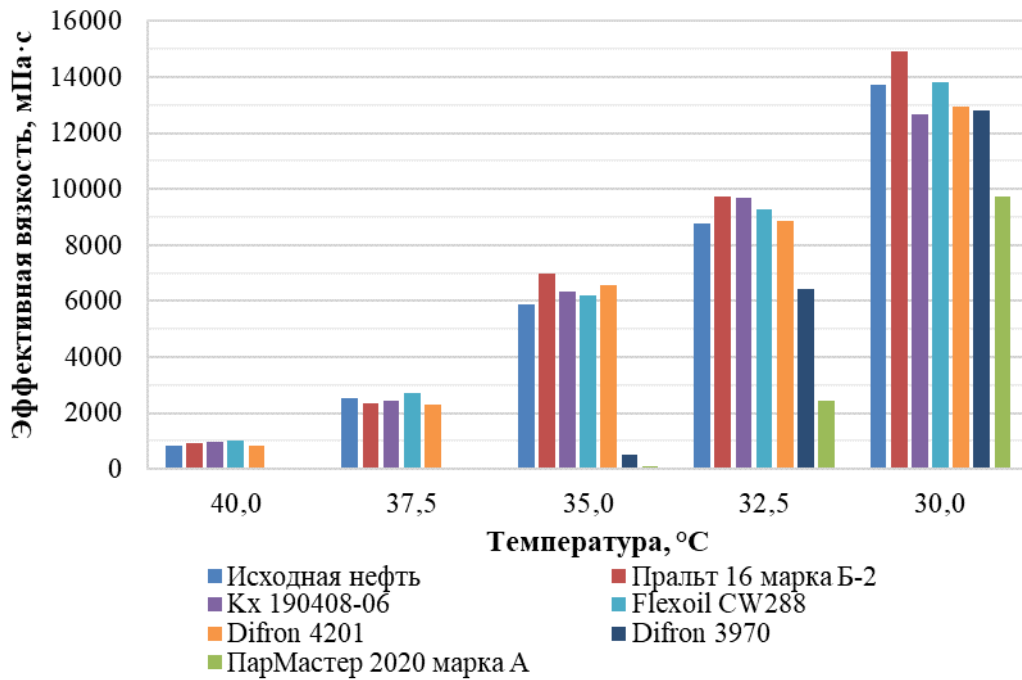


Рисунок 4.24 – Изменение пусковых значений эффективной вязкости исходной и обработанной химическими реагентами верхнеэфельской нефти при дозировке 500 г/т (при скорости сдвига $2,9 \text{ c}^{-1}$)

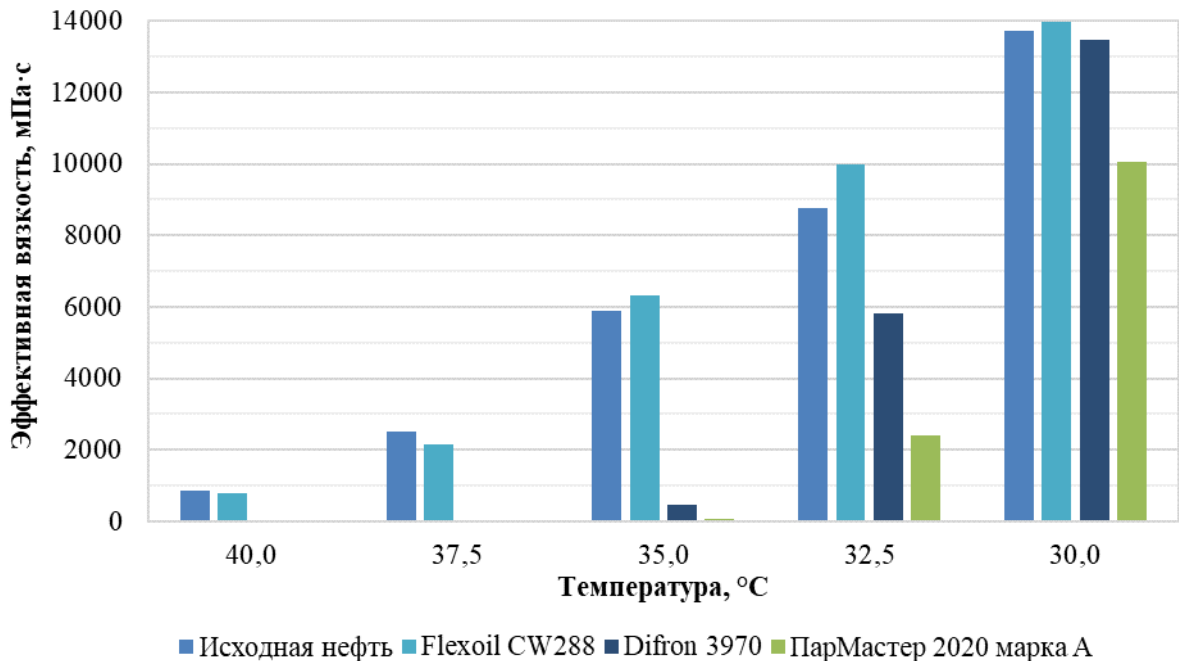


Рисунок 4.25 – Изменение пусковых значений эффективной вязкости исходной и обработанной химическими реагентами верхнеэфельской нефти при дозировке 1000 г/т (при скорости сдвига $2,9 \text{ c}^{-1}$)

Установлено, что наибольший эффект по снижению пусковых значений эффективной вязкости высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения

достигается при обработке реагентами ПарМастер 2020 марка А и Difron 3970. Обработка исследуемой высокопарафинистой нефти указанными присадками при дозировке 500 г/т позволяет многократно снизить значения пусковых значений эффективной вязкости исходной нефти. Относительная эффективность выбранных реагентов в области температур ниже температуры застывания верхнеэфельской нефти (от +40,0 до +30,0 °С) составляет:

- для реагента ПарМастер 2020 марка А – от 98,8 до 29,2 % соответственно;
- для реагента Difron 3970 – от 98,9 до 6,6 % соответственно.

С увеличением дозировки до 1000 г/т существенного изменения значений пусковых значений эффективной вязкости по сравнению с обработанной нефтью при дозировке 500 г/т не наблюдается.

Результаты сравнительного анализа изменения значений эффективной вязкости исходной и обработанной химическими реагентами верхнеэфельской нефти в температурном диапазоне +65...30 °С и скорости сдвига $20,5 \text{ c}^{-1}$ представлены на рисунках 4.26 и 4.27.

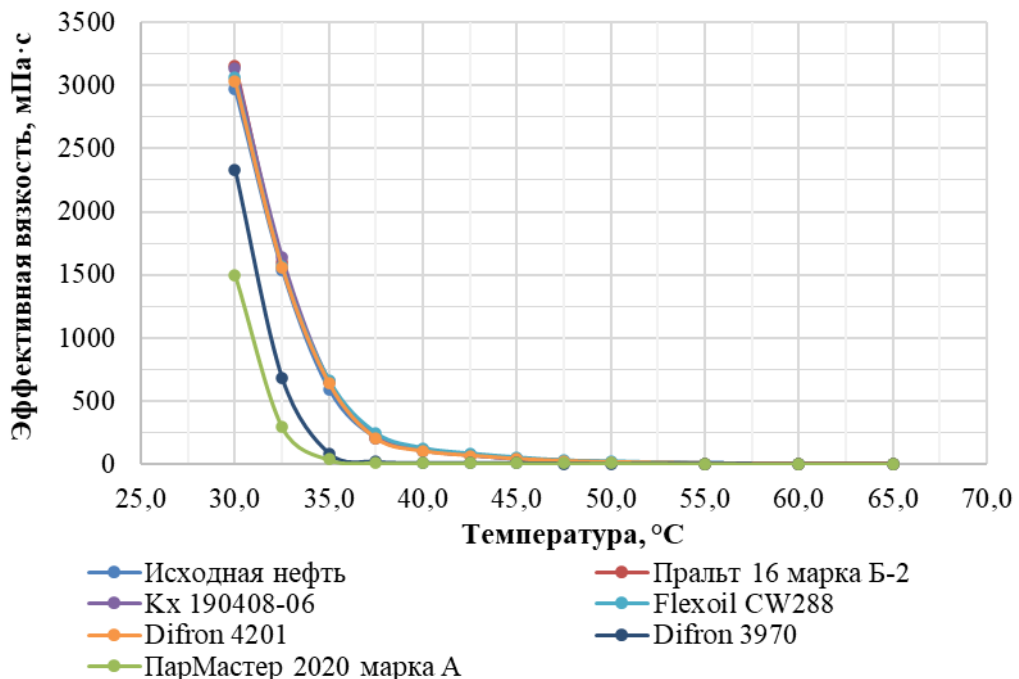


Рисунок 4.26 – Вязкостно-температурная характеристика исходной и обработанной химическими реагентами верхнеэфельской нефти при дозировке 500 г/т (при скорости сдвига $20,5 \text{ c}^{-1}$)

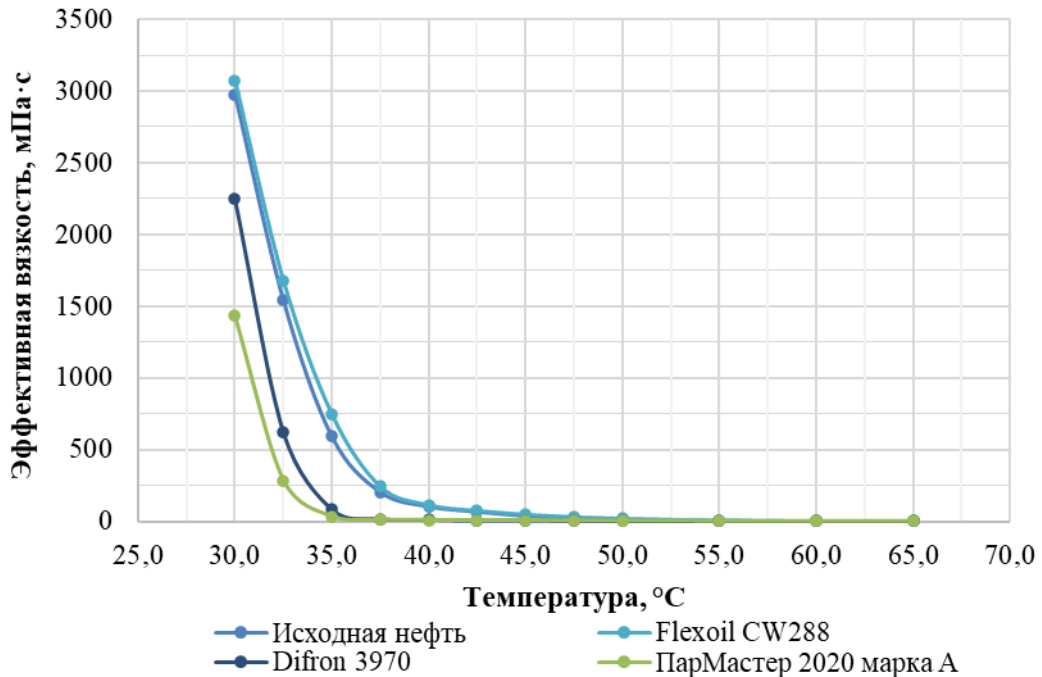


Рисунок 4.27 – Вязкостно-температурная характеристика исходной и обработанной химическими реагентами верхнеэйфельской нефти при дозировке 1000 г/т (при скорости сдвига $20,5 \text{ c}^{-1}$)

Анализ полученных вязкостно-температурных характеристик исходной и обработанной химическими реагентами верхнеэйфельской нефти при дозировке 500 г/т позволил сделать вывод о том, что относительная эффективность выбранных полимерных ингибиторов парафиноотложений с депрессорными свойствами (депрессорных присадок) существенно возрастает при увеличении скорости сдвига в диапазоне от пусковых значений до значений, соответствующих движению нефти в трубах. Относительная эффективность выбранных реагентов в области температур ниже температуры застывания верхнеэйфельской нефти (от $+40,0$ до $+30,0 \text{ } ^\circ\text{C}$) при скорости сдвига $20,5 \text{ c}^{-1}$ составляет:

- для реагента ПарМастер 2020 марка А – от 91,3 до 49,7 % соответственно;
- для реагента Difron 3970 – от 91,3 до 21,7 % соответственно.

С увеличением дозировки до 1000 г/т существенного изменения значений эффективной вязкости по сравнению с обработанной нефтью при дозировке 500 г/т не наблюдается.

На рисунках 4.28 и 4.29 представлены реологические кривые течения и эффективной вязкости высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения, обработанной ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А при дозировке 500 г/т, при разных температурных режимах.

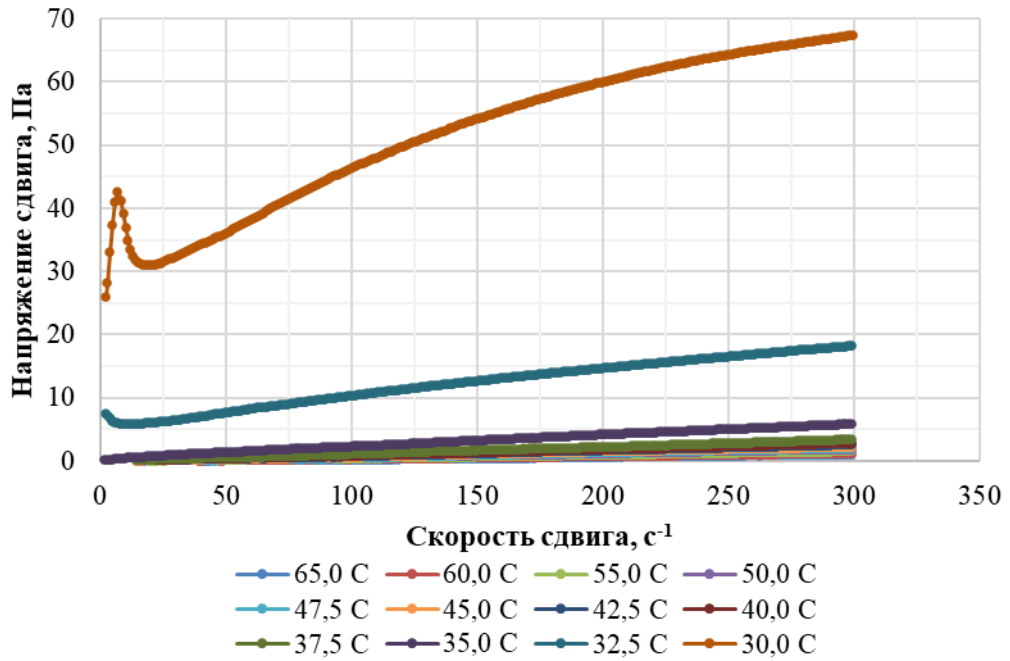


Рисунок 4.28 – Кривые течения высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения, обработанной ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А при дозировке 500 г/т

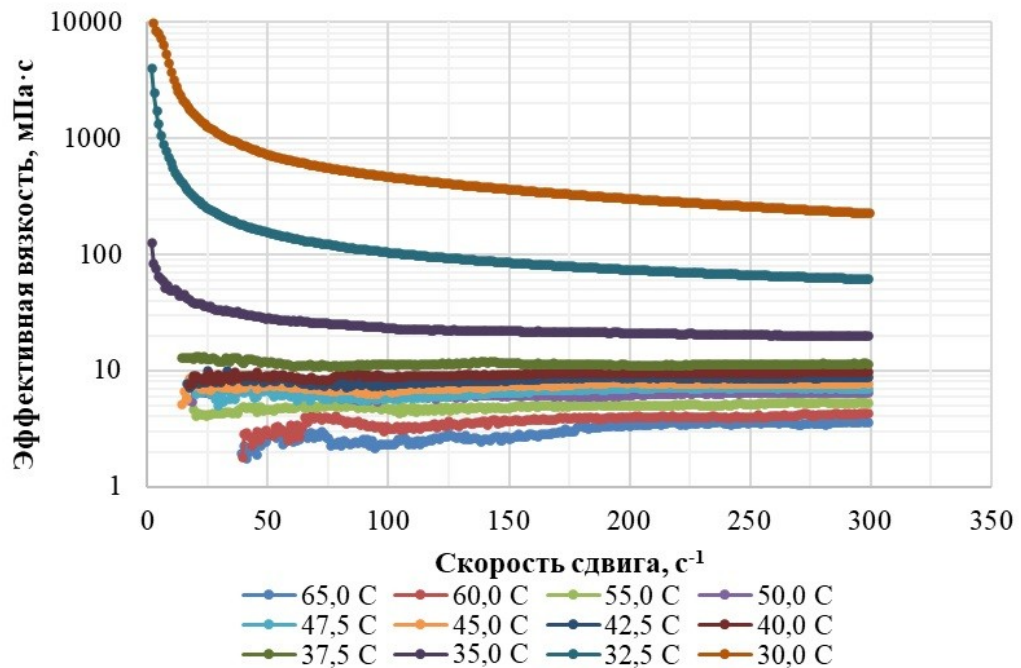


Рисунок 4.29 – Кривые эффективной вязкости высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения, обработанной ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А при дозировке 500 г/т

Согласно представленным во второй главе результатам реологических исследований установлено, что для верхнеэфельской безводной нефти с крайне высоким содержанием парафина характерно ньютоновское поведение при температурах выше 50,0 °C. При этом проявление сверханомалий вязкости становится наиболее выраженным при постепенном охлаждении исследуемой НДС ниже 35,0 °C. Обработка высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения ингибитором парафиноотложений с депрессорными

свойствами ПарМастер 2020 марка А при дозировке 500 г/т обеспечивает кардинальное изменение её реологического поведения. При указанной дозировке ньютоновское поведение исследуемой НДС наблюдается до температуры 37,5 °С включительно, а сверханомалии вязкости становятся наиболее выраженными только при температуре 30,0 °С.

Результаты сопоставления и выбора наиболее подходящих реологических моделей течения жидкости для описания поведения высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} , обработанной полимерным ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А при дозировке 500 г/т, при разных температурных режимах представлены в таблице 4.8.

Согласно полученным результатам реологических исследований высокопарафинистой безводной нефти залежи D_{2ef} , обработанной ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А при дозировке 500 г/т, при разных температурных режимах установлено, что неньютоновское поведение высокопарафинистой нефти наблюдается при температурах ниже 37,5 °С и наиболее точно описывается реологическими уравнениями Гершеля-Балкли и З.П. Шульмана, представляя собой структурированную вязкопластичную жидкость с пределом текучести.

Многократное увеличение эффективной вязкости высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} , обработанной ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А при дозировке 500 г/т, в области низких скоростей сдвига наблюдается при температурах ниже 35,0 °С (рисунок 4.30). При высоких скоростях сдвига процесс образования подвижной пространственной структуры из диспергированных в нефти частиц парафина становится менее интенсивным и наблюдается в области меньших температур.

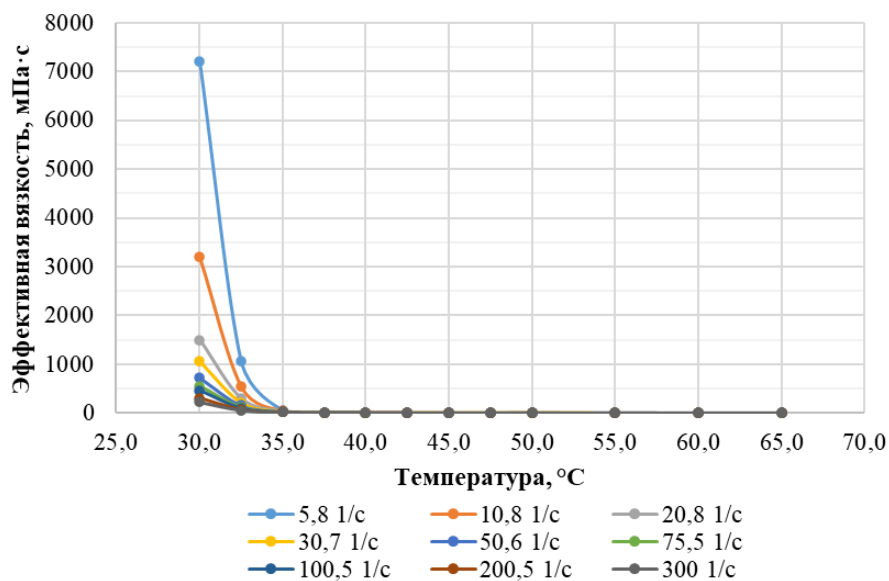


Рисунок 4.30 – Зависимость эффективной вязкости высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} , обработанной ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А при дозировке 500 г/т, от температуры и скорости сдвига

Таблица 4.8 – Результаты сопоставления реологических моделей течения жидкости с поведением высокопарафинистой нефти верхнеэйфельской залежи Кыртаельского месторождения, обработанной ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А при дозировке 500 г/т, при разных температурных режимах

Температура, °С	Реологические модели течения													Тип жидкости
	Ньютона		Шведова-Бингама			Гершеля-Балкли				З.П. Шульмана				
	Вязкость μ , Па·с	Коэффициент детерминации R^2	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Пластическая вязкость $\mu_{пл}$, Па·с	Коэффициент детерминации R^2	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Показатель консистентности K , Па·с ⁿ	Показатель поведения n	Коэффициент детерминации R^2	Предельное напряжение сдвига τ_0 , Па	Вязкость, Па·с	Показатель степени n	Коэффициент детерминации R^2	
65,0	0,0033	0,9611	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Ньютоновская
60,0	0,0039	0,9814	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
55,0	0,0051	0,9933	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
50,0	0,0063	0,9956	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
47,5	0,0069	0,9909	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
45,0	0,0076	0,9951	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
42,5	0,0085	0,9960	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
40,0	0,0094	0,9975	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
37,5	0,0113	0,9987	0,0032	0,0113	0,9987	0,0256	0,0101	1,0183	0,9986	0,0020	0,0108	1,8848	0,9982	Переход от ньютоновской к вязкопластичной
35,0	-	-	0,4901	0,0183	0,9984	0,264	0,0325	0,9038	0,9996	0,1293	0,0154	1,8344	0,9997	Вязкопластичная с пределом текучести
32,5	-	-	5,7857	0,0436	0,9919	4,9936	0,1071	0,8484	0,9949	4,9322	0,0346	1,3013	0,9942	
30,0	-	-	33,6555	0,1239	0,9552	27,6604	0,5821	0,7513	0,9697	27,352	0,0763	1,4828	0,9682	

Согласно полученным результатам экспериментальных исследований, целью которых являлось установление зависимости изменения температуры застывания высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} , обработанной полимерными депрессорно-реологическими присадками при различных дозировках (рисунок 4.31), выявлено, что наибольшее снижение температуры застывания исследуемой нефти обеспечивается путем обработки химическим реагентом ПарМастер 2020 марка А в количестве 1000 г/т. С увеличением дозировки данной присадки до 1500 г/т депрессорный эффект остается постоянным и составляет 6,0 °С.

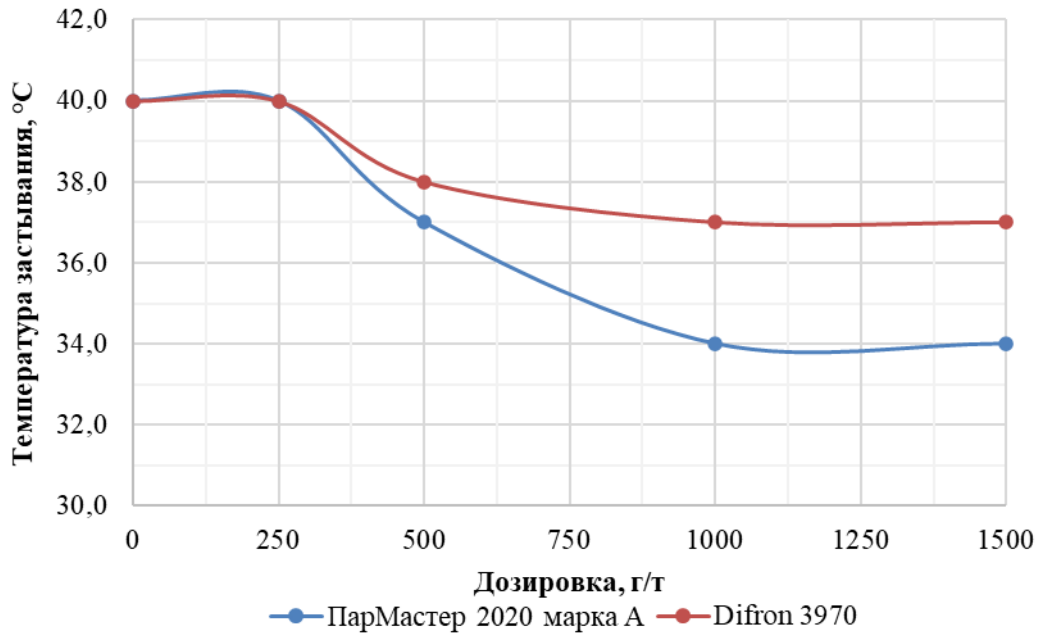


Рисунок 4.31 – Зависимость изменения температуры застывания высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} , обработанной полимерными депрессорно-реологическими присадками при различных дозировках

Согласно результатам дополнительных исследований по определению условий эффективного применения ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А при добыче высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} , установлено, что величина депрессорного эффекта сильно зависит от температуры ввода (рисунок 4.32). При подаче реагента ПарМастер 2020 марка А на прием погружного ЭЦН температура ввода присадки в нефть, обеспечивающей существенное снижение температуры застывания верхнеэфельской нефти, должна составлять не ниже +65,0 °С.

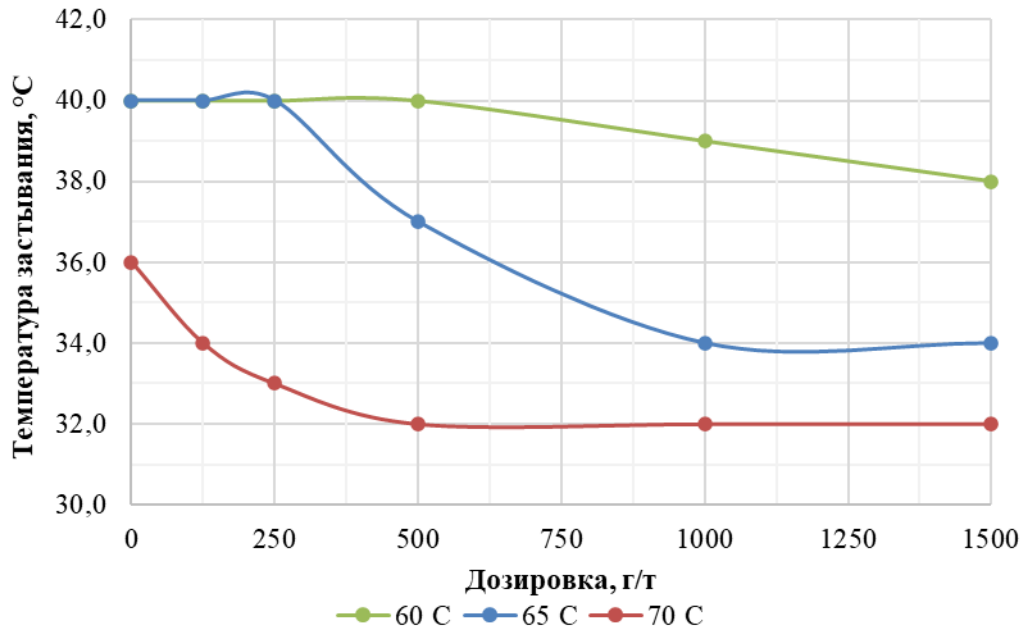


Рисунок 4.32 – Влияние температуры ввода реагента ПарМастер 2020 марка А на его эффективность по снижению температуры застывания высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef}

4.3 Исследование изменения физико-химических и структурно-механических свойств обработанных реагентом «ПарМастер 2020 марка А» смесей высокопарафинистых нефтей верхнеэйфельской и старооскольской залежей Кыртаельского месторождения

Обработка высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А осуществлялась при температуре +65,0 °С, моделируя процесс подачи реагента через спущенную на прием погружного ЭЦН капиллярную трубку.

Результаты экспериментальных исследований, характеризующие изменение температуры застывания исходных и обработанных ингибитором парафиноотложений ПарМастер 2020 марка А высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей при различных дозировках, представлены на рисунке 4.33.

Установлено, что с увеличением содержания старооскольской нефти от 25 до 90 % масс. в смеси с высокопарафинистой нефтью залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения, обработанной ингибитором парафиноотложений ПарМастер 2020 марка А, наблюдается многократное увеличение величины депрессорного эффекта по сравнению с обработанной верхнеэйфельской нефтью. Так, для смесей с содержанием старооскольской нефти от 50 до 90 % масс., обработанных вышеуказанной присадкой при дозировке 500 г/т, величина депрессорного эффекта увеличивается от 2,0 до 3,0 раз соответственно. Выявлено, что с увеличением содержания старооскольской нефти в смеси от 25 до 90 % масс. оптимальная дозировка депрессорной присадки уменьшается с 500 до 250 г/т соответственно.

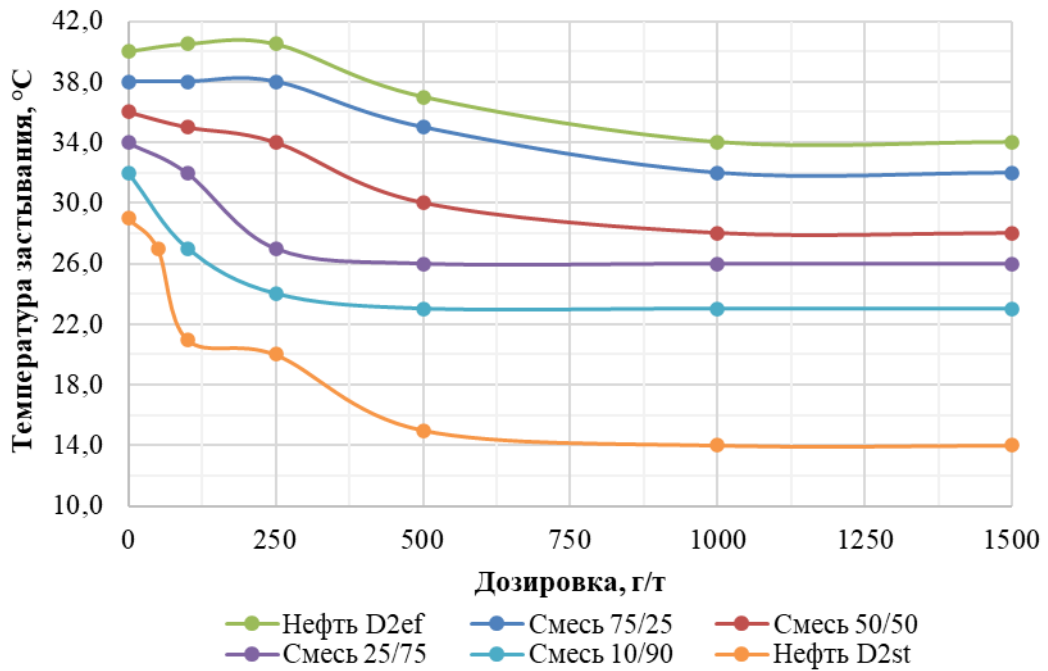


Рисунок 4.33 – Изменение температуры застывания исходных и обработанных реагентом ПарМастер 2020 марка А высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей при различных дозировках

Исследование изменения структурно-механических свойств высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей в различных соотношениях, обработанных ингибитором парафиноотложений ПарМастер 2020 марка А, осуществлялось методом ротационной вискозиметрии по методике, описанной в разделе 2.2.3.

Зависимости предельного напряжения сдвига исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей, обработанных ингибитором парафиноотложений ПарМастер 2020 марка А, от температуры представлены на рисунке 4.34.

Многokратное увеличение предельного (статического) напряжения сдвига исходных высокопарафинистых нефтей верхнеэйфельской и старооскольской залежей Кыртаельского месторождения наблюдается при температурах 40,0 и 32,5 °С соответственно, что косвенно свидетельствует о начале образования прочной пространственной структуры в исследуемых НДС. При увеличении содержания в смеси доли старооскольской нефти от 50 до 75 % масс. температура, соответствующая началу образования прочной пространственной структуры, снижается на величину до 5,0 °С, а величина предельного напряжения сдвига смеси до 10 раз по сравнению с нефтью верхнеэйфельской залежи. Обработка исследуемых высокопарафинистых нефтей и их смесей ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А при различных дозировках (от 50 до 1500 г/т) позволяет многократно снизить значения предельного напряжения сдвига исходных нефтей и их смесей. Согласно полученным результатам реологических исследований установлен следующий

диапазон оптимальных дозировок при обработке высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей реагентом ПарМастер 2020 марка А:

- для нефти залежи D_{2ef} – от 500 до 1000 г/т;
- для смесей с содержанием старооскольской нефти от 25 до 50 % масс. – от 250 до 500 г/т;
- для смесей с содержанием старооскольской нефти от 75 до 90 % масс. – от 100 до 250 г/т;
- для нефти залежи D_{2st} – от 50 до 100 г/т.

Необходимо отметить, что значения предельного напряжения сдвига исследуемых НДС, обработанных при повышенных дозировках депрессорной присадки, снижаются незначительно, а иногда, напротив, повышаются, что связано с проявлением эффекта «передозировки».

Результаты сравнительного анализа изменения пусковых значений эффективной вязкости исходных и обработанных реагентом ПарМастер 2020 марка А высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей при температурах 35,0 и 30,0 °С представлены на рисунках 4.35 и 4.36 соответственно.

В области температур ниже температуры застывания исходной верхнеэйфельской нефти изменение пусковых значений эффективной вязкости исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей, обработанных ингибитором парафиноотложений ПарМастер 2020 марка А, характеризуется многократным снижением пусковых значений эффективной вязкости до значений, соответствующих оптимальным дозировкам реагента. При повышенных дозировках пусковые значения эффективной вязкости исследуемых НДС остаются практически неизменными.

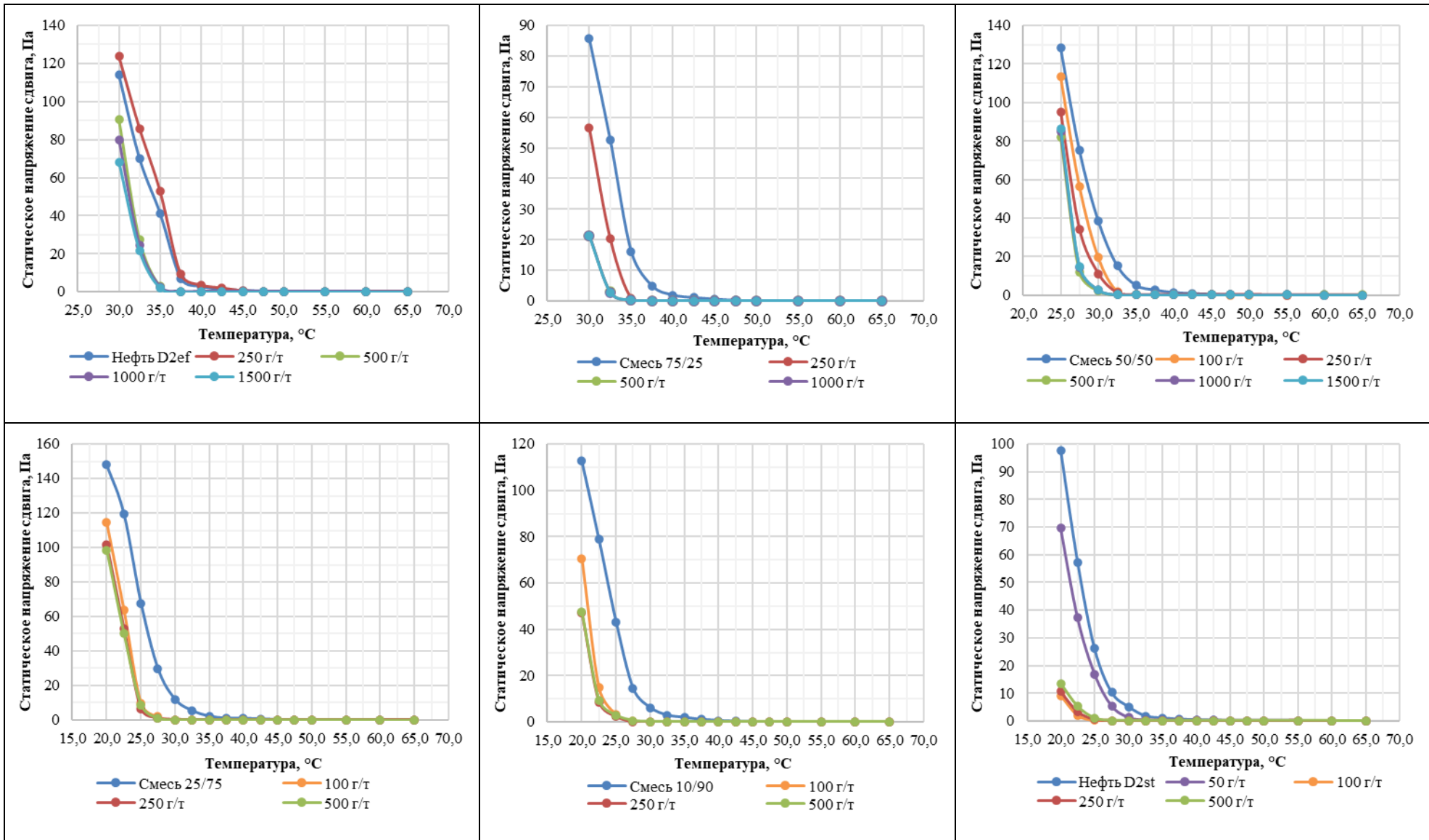


Рисунок 4.34 – Зависимость предельного напряжения сдвига исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей, обработанных ингибитором парафиноотложений ПарМастер 2020 марка А, от температуры

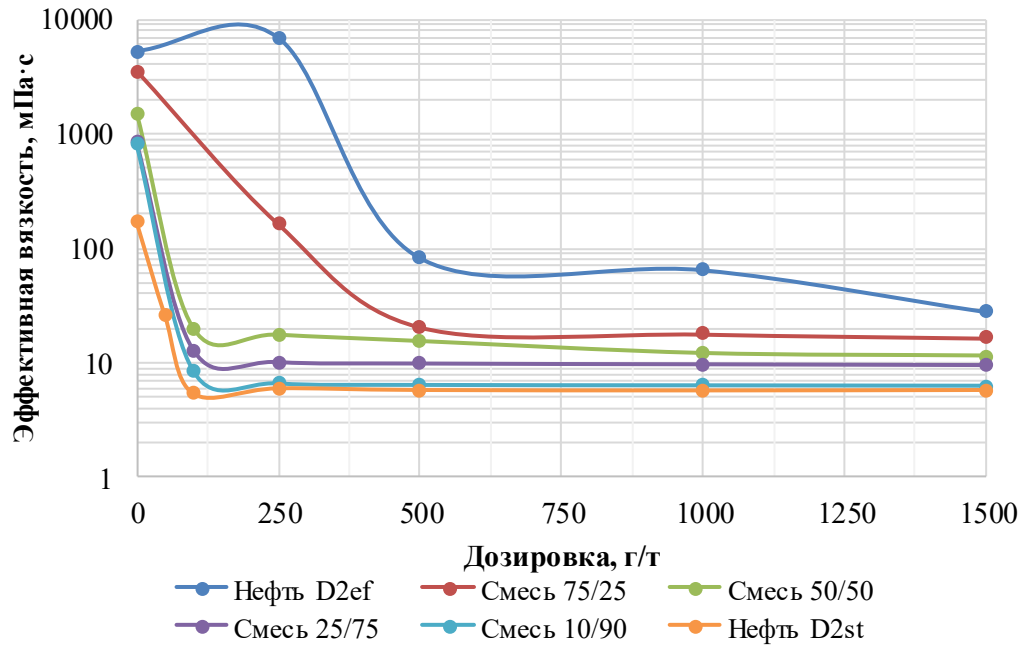


Рисунок 4.35 – Изменение пусковых значений эффективной вязкости исходных и обработанных реагентом ПарМастер 2020 марка А высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей при температуре 35,0 °С

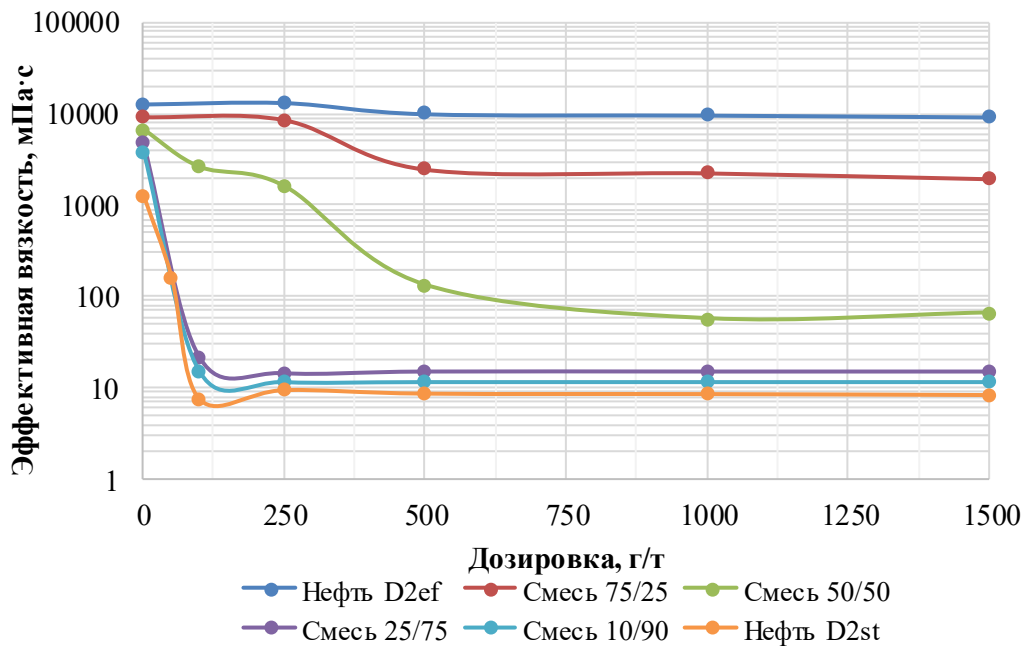


Рисунок 4.36 – Изменение пусковых значений эффективной вязкости исходных и обработанных реагентом ПарМастер 2020 марка А высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей при температуре 30,0 °С

Результаты сравнительного анализа изменения значений эффективной вязкости исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей, обработанных ингибитором парафиноотложений ПарМастер 2020 марка А, в температурном диапазоне +65...20 °С и скорости сдвига 20,5 с⁻¹ представлены на рисунке 4.37.

Установлено, что с увеличением содержания старооскольской нефти в смеси от 25 до 75 % масс. наблюдается многократное снижение значений эффективной вязкости исследуемых НДС по сравнению с нефтью залежи D_{2ef} . Дополнительная обработка исследуемых высокопарафинистых нефтей и их смесей реагентом ПарМастер 2020 марка А в диапазоне оптимальных дозировок способствует многократному снижению значений эффективной вязкости исходных нефтяных дисперсных систем.

Результаты экспериментальных исследований тиксотропных свойств высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей, обработанных ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А, представлены на рисунке 4.38.

Выявлено, что высокопарафинистые нефти верхнеэйфельской и старооскольской залежей Кыртаельского месторождения при температурах ниже 50,0 и 35,0 °С соответственно обладают выраженными тиксотропными свойствами. С увеличением доли старооскольской нефти в смеси от 25 до 90 % масс. наблюдается многократное снижение значений тиксотропии. Дополнительная обработка исследуемых высокопарафинистых нефтей и их смесей ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А в диапазоне оптимальных дозировок способствует многократному снижению значений тиксотропии исходных нефтяных дисперсных систем, что свидетельствует об уменьшении интенсивности процессов структурообразования и проявления сверханомалий вязкости. Так, температура, соответствующая началу структурообразования, для обработанных высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей в области оптимальных дозировок снижается на:

- для нефти залежи D_{2ef} – на 12,5 °С;
- для смесей с содержанием старооскольской нефти от 25 до 50 % масс. – на 15,0 °С;
- для смесей с содержанием старооскольской нефти от 75 до 90 % масс. – на 7,5 °С;
- для нефти залежи D_{2st} – на 7,5 °С.

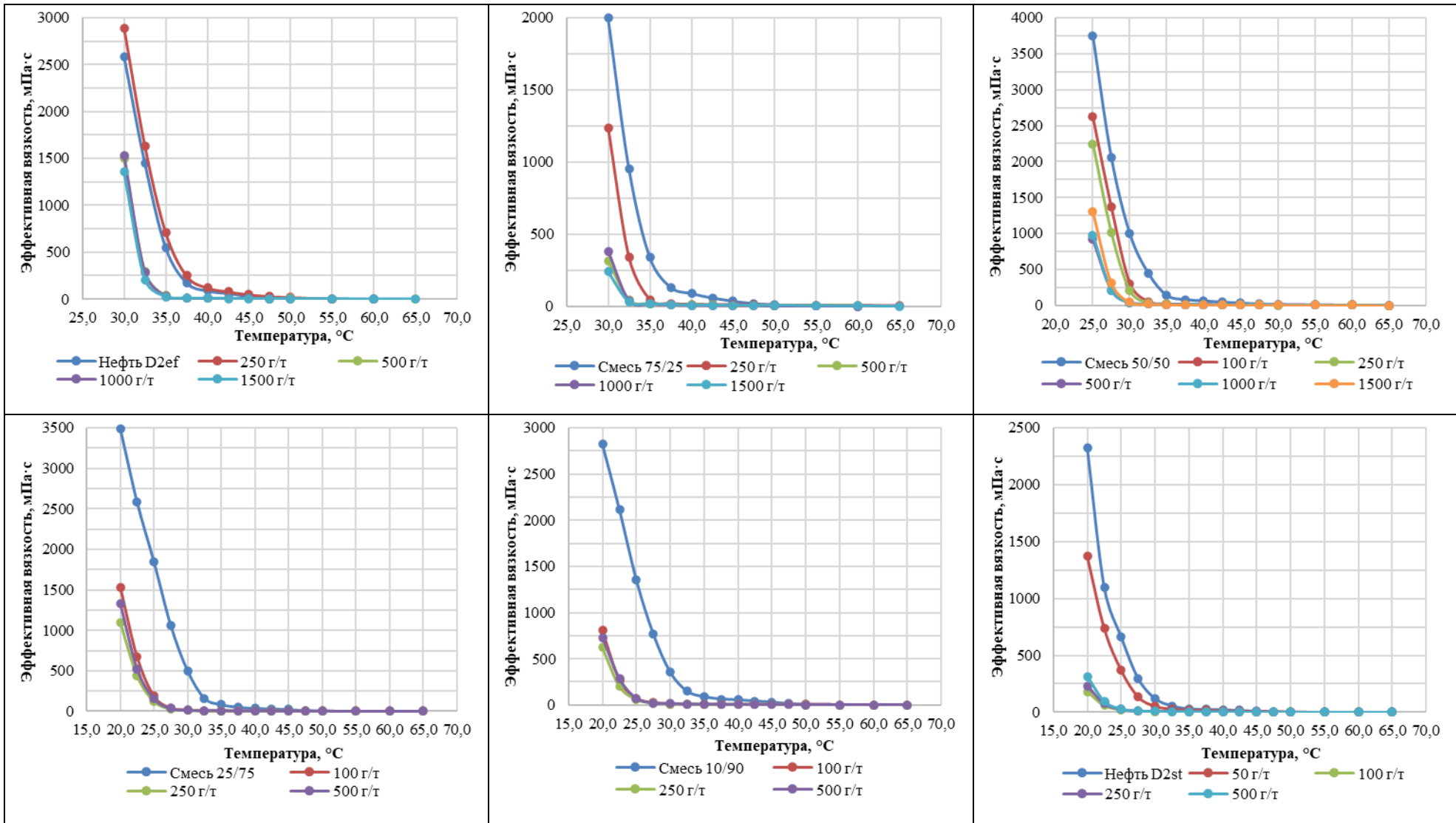


Рисунок 4.37 – Вязкостно-температурная характеристика исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей, обработанных ингибитором парафиноотложений ПарМастер 2020 марка А, при скорости сдвига $20,5 \text{ c}^{-1}$

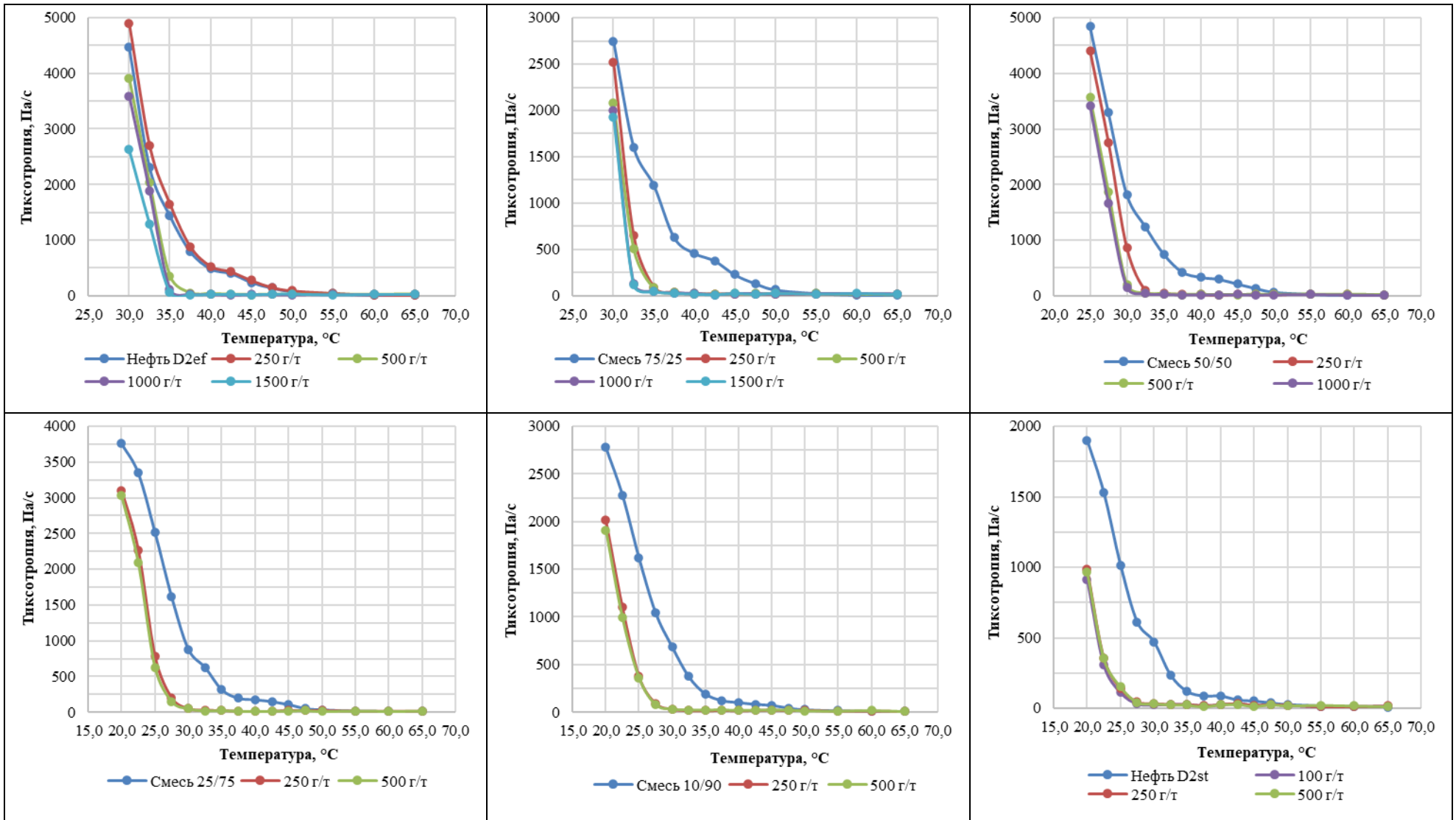


Рисунок 4.38 – Зависимость тиксотропии исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей, обработанных ингибитором парафиноотложений ПарМастер 2020 марка А, от температуры

Результаты исследований вязкоупругих свойств высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей, обработанных ингибитором парафиноотложений ПарМастер 2020 марка А, представлены на рисунке 4.39.

Установлено, что высокопарафинистые нефти залежей D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения и их смеси обладают выраженными вязкоупругими свойствами в области температур ниже температуры фазового перехода парафина в них с последующим образованием прочной пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа. С увеличением доли старооскольской нефти в смеси наблюдается многократное снижение значений комплексных модуля и вязкости (их составляющих) исследуемых НДС, что косвенно свидетельствует о снижении температуры начала структурообразования. Так, при содержании в смеси старооскольской нефти от 50 до 75 % масс. температура начала структурообразования снижается на величину от 5,0 до 7,5 °С соответственно. Дополнительная обработка высокопарафинистых нефтей и их смесей ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А в диапазоне оптимальных дозировок способствует многократному снижению значений комплексной вязкости и её составляющих исследуемых НДС, что свидетельствует о существенном уменьшении интенсивности процессов структурообразования, проявления сверханомалий вязкости и перехода дисперсной системы в состояние «геля» в области температур ниже температуры фазового перехода парафина в них.

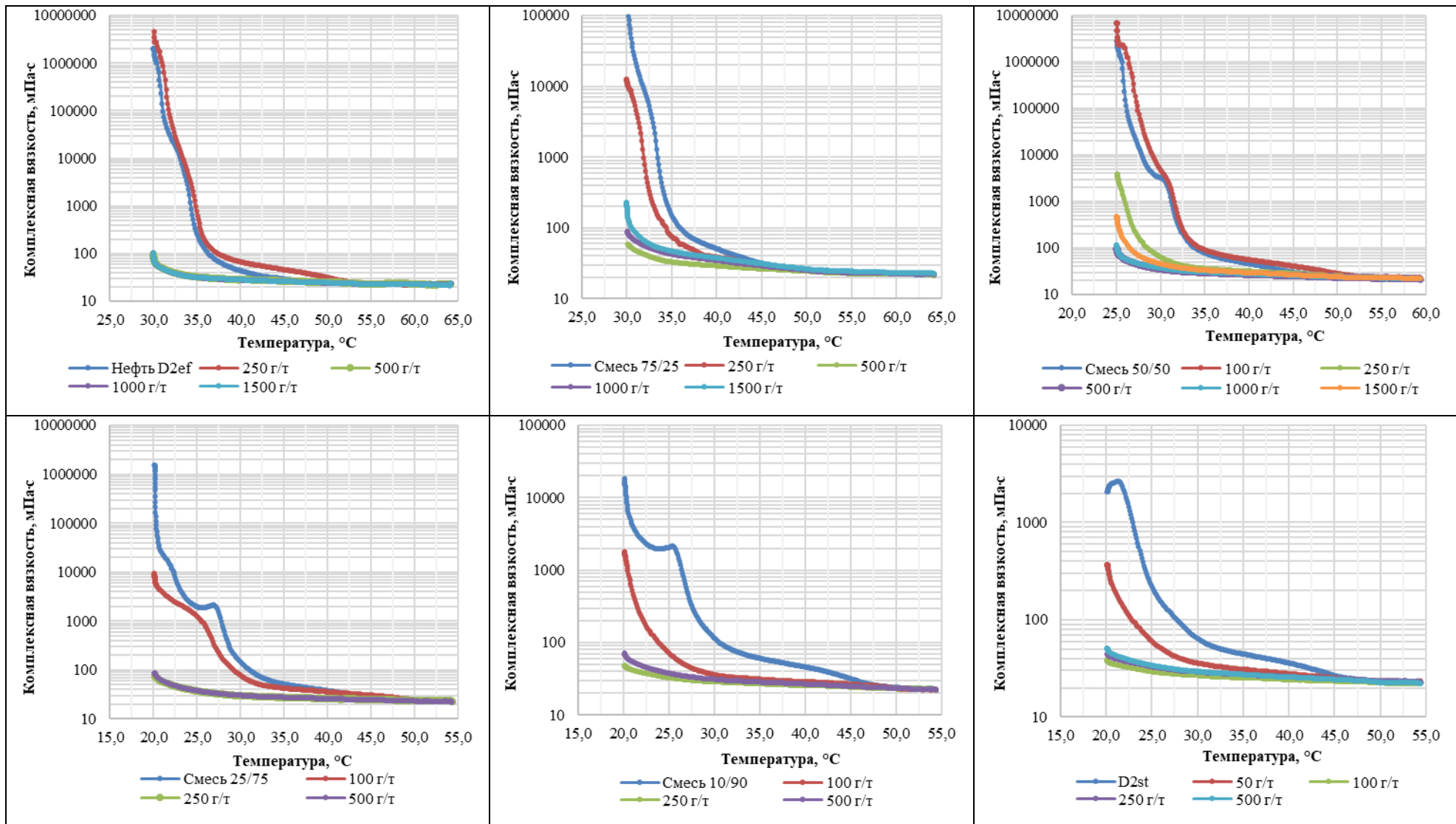
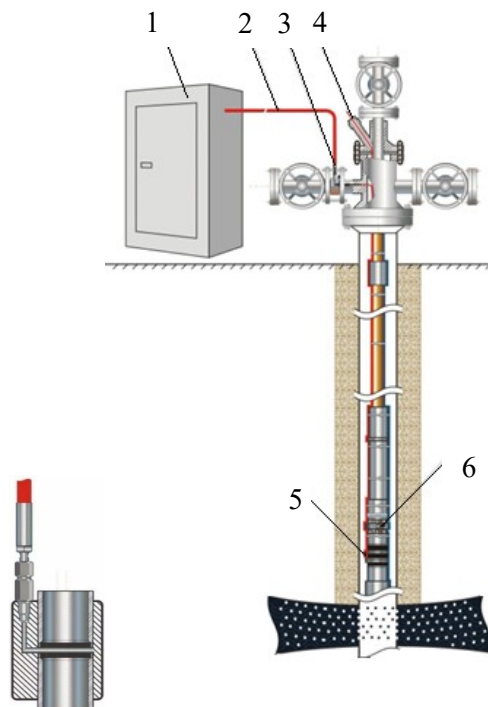


Рисунок 4.39 – Зависимость комплексной вязкости исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей, обработанных ингибитором парафиноотложений ПарМастер 2020 марка А, от температуры

4.4 Технология дозирования ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами на прием погружного электроцентробежного насоса при добыче высокопарафинистой нефти

При добыче высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения рекомендуется использовать систему капиллярной подачи ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А на прием погружного электроцентробежного насоса. Схема монтажа и обвязки дозирующей установки с устьевым оборудованием скважины представлена на рисунке 4.40.



1 – дозировочная установка; 2 – наземный трубопровод; 3 – устройство ввода через боковой отвод фонтанной арматуры; 4 – устройство ввода через кабельный ввод фонтанной арматуры; 5 – скважинный капиллярный трубопровод с установленным на конце клапаном-распылителем; 6 – протектолайзер.

Рисунок 4.40 – Схема обвязки дозирующей установки с устьевым оборудованием скважины

Подача ингибитора парафиноотложений на прием ЭЦН осуществляется по скважинному капиллярному трубопроводу, закрепленному на внешней поверхности колонны НКТ. Химический реагент с определенным расходом поступает в клапан-распылитель, перед которым установлен протектолайзер для защиты питающего кабеля и капиллярного трубопровода. Основными преимуществами предлагаемого способа подачи ингибитора парафиноотложений на прием погружного насоса являются надежность и возможность создания регулируемого расхода дорогостоящего реагента при периодической (или непрерывной) обработке.

Суточный расход ингибитора парафиноотложений ($V_{\text{инг}}$, л/сут) при непрерывной подаче на прием погружного ЭЦН определяется по формуле 4.5:

$$V_{\text{инг}} = \left(\frac{D_{\text{инг}} \cdot Q_{\text{н}}}{\rho_{\text{инг}}} \right) \cdot 10^{-3} \quad (4.5)$$

где $D_{\text{инг}}$ – удельный расход ингибитора парафиноотложений, г/т;

$Q_{\text{н}}$ – дебит скважины по нефти, т/сут;

$\rho_{\text{инг}}$ – плотность ингибитора парафиноотложений, г/см³.

Основными требованиями, предъявляемыми к технологии обработки высокозастывающей аномальной нефти залежи $D_{2\text{ef}}$ ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А, являются:

1) выбор скважины-кандидата осуществляется на основе анализа фактических данных о температурном режиме работы погружного насосного оборудования, согласно которым температура на приеме ЭЦН должна быть не ниже +65,0 °С;

2) перед спуском внутрискважинного оборудования насосно-компрессорные трубы должны быть тщательно пропарены и очищены от мехпримесей и оксидов железа;

3) непрерывная подача ингибитора парафиноотложений на прием погружного ЭЦН осуществляется по скважинному капиллярному трубопроводу дозирующим устройством, обеспечивающим необходимую подачу реагента и напор;

4) суточный расход химического реагента определяется по формуле (4.5) и корректируется в соответствии с изменением дебита скважины по нефти;

5) при длительных остановках скважины, продукция которой обрабатывается ингибитором парафиноотложений, необходимо предпринять меры по обработке выкидной линии горячей нефтью либо одним из предварительно подобранных растворителей АСПО.

4.5 Комплексная технология предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей

Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных погружными установками ЭЦН, при добыче высокозастывающей аномальной нефти (с содержанием парафина свыше 30 % масс.) из многопластовых залежей может быть обеспечено путем применения комплексной технологии предупреждения образования АСПО, основанной на совместной добыче высокозастывающей аномальной нефти с нефтью, характеризующейся меньшим содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств, подаче на прием погружного ЭЦН ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами и

выборе режима работы скважины с учетом особенностей реологического поведения высокопарафинистых нефтей (проявление сверханомалий вязкости и наличие структурно-механических свойств) при разных температурных условиях и режимах течения [92, 98].

В автореферате [12] рассмотрены различные варианты последовательной и совместной разработки двухпластовой залежи единым фильтром или с применением технологий одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Показано, что при разработке двухпластовой залежи вариант с последовательной выработкой запасов нефти неоднородных пластов характеризуется более низким коэффициентом извлечения нефти (КИН) по сравнению с вариантом их совместной разработки. Это объясняется тем, что при совместной разработке двух пластов высокопроницаемый пласт вырабатывается в большей степени при обводненности добываемой продукции ниже предельной. Основным недостатком совместной разработки нескольких залежей единым фильтром по сравнению с вариантом их последовательной разработки является существенное снижение суммарного дебита на 20...40 % [48]. В настоящее время принято считать, что наиболее эффективным вариантом разработки двухпластовой системы коллекторов является применение технологий ОРЭ, обеспечивающих достижение наибольшего КИН за счет объединения нескольких продуктивных пластов и осуществления при этом с помощью специального оборудования контроля и регулирования процесса отбора запасов отдельно по каждому пласту. Одновременный ввод в разработку низкопроницаемого пласта позволяет достигнуть большей выработки запасов нефти из высокопроницаемого пласта при обводненности ниже предельной, сократить сроки разработки залежи. Основными недостатками данного варианта разработки являются высокая стоимость погружного глубиннонасосного оборудования и длительный период добычи высокообводненной скважинной продукции. На основании вышеизложенного можно заключить, что разработка, совершенствование и активное внедрение технологий ОРЭ при разработке многопластовых залежей, состоящих из неоднородных продуктивных пластов, позволит существенно повысить эффективность их разработки.

Разработка и эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений с применением технологии ОРЭ обладает рядом существенных достоинств:

- возможность формирования гибких сеток скважин, обеспечивающих рациональную одновременную выработку запасов нефти из всех вскрытых пластов (в том числе из низкопроницаемых коллекторов) многопластового объекта;
- сокращение затрат на бурение и обустройство скважин;
- разукрупнение эксплуатационных объектов на пласты;
- увеличение темпов разработки пластов и месторождения в целом;

- повышение эффективности системы поддержания пластового давления путем внедрения компоновок ОРЭ в нагнетательных скважинах за счет увеличения охвата пластов заводнением;
- высокая рентабельность эксплуатации скважин за счет подключения других объектов (или пластов – внутри одного объекта) разработки, опережающего вовлечения в разработку запасов нефти мелких и возвратных объектов.

В работе [17], посвященной вопросам и перспективам применения технологии ОРЭ на многопластовых месторождениях Татарстана, выделяется ряд следующих основных факторов, ограничивающих применение ОРЭ:

- наличие небольших (менее 5 тыс. т) остаточных извлекаемых запасов нефти по каждому из пластов;
- текущая нефтенасыщенная толщина составляет для терригенных и карбонатных пластов менее 1-2 метров и 4-5 метров соответственно;
- продуктивность скважин и доля нефти в продукции должны обеспечить окупаемость вложений и рентабельность их эксплуатации;
- глинистые разделы должны обеспечивать герметичное разобщение пластов;
- разница забойных давлений между разделяемыми пластами не должна превышать допустимый перепад для применяемого типа пакера;
- добываемая продукция из различных пластов должна быть совместимой по составу;
- эксплуатационная колонна должна быть герметичной.

«При выборе объектов и скважин-кандидатов для применения ОРЭ рекомендуется учитывать следующие факторы:

1) *геологические*: наличие в скважине не менее двух объектов разработки с различающимися эксплуатационными параметрами (забойные давления, дебиты); площадь распространения, характер неоднородности пластов продуктивного разреза, глубины залегания пластов, наличие глинистых прослоев, разделяющих пласты в скважинах (толщиной не менее 3 м), величины запасов нефти по пластам, литологические характеристики, фильтрационно-емкостные свойства, эффективная толщина, продуктивность, плотность запасов нефти на единицу площади и другие параметры;

2) *технологические*: различные сетки размещения скважин и схемы воздействия на пласты, возможности контроля и регулирования процесса выработки запасов по каждому из пластов, допустимые пределы давлений нагнетания в пласты и забойных давлений в добывающих скважинах, дебиты скважин, динамика добычи нефти и закачки воды, выработка и положения контура нефтеносности и фронта нагнетаемой воды, накопленный водонефтяной фактор, величины достигаемых КИН, объемы применения методов увеличения нефтеотдачи пластов,

удельные накопленные отборы нефти на одну скважину – за первые 15 лет, 30 лет и весь срок разработки;

3) *технические*: диаметр, кривизна и герметичность эксплуатационной колонны, качество и надежность цементирования скважин, отсутствие заколонной гидродинамической связи между объектами, возможности применения приборов контроля за разработкой пластов, способы эксплуатации скважин, работоспособность и надежность глубиннонасосного оборудования, осложнения при эксплуатации скважин и другие параметры;

4) *экономические*: объемы капитальных вложений, величина эксплуатационных затрат, приоритетность вариантов разработки, параметры прибыльности различных вариантов и схем выделения объектов разработки» [39, 59, 60].

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Кыртаельского месторождения представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Кыртаельского месторождения

Параметры	Залежь D_{2ef}	Залежь D_{2st}
Средняя глубина залегания (абс. отм), м	2825 (-2712)	2550 (-2435)
Тип залежи	пластовый сводовый, тектонически нарушенный и экранированный	массивный сводовый, тектонически нарушенный и экранированный
Тип коллектора	терригенный, поровый	
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	20152,0	30832,0
Средняя общая толщина, м	46,0	66,0
Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина, м	-	11,8
Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	8,4	32,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,12	0,10
Проницаемость (по керну), мД	94,9	78,1
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,25	0,77
Расчлененность	3,6	10,8
Начальная пластовая температура, °С	62,0	55,0
Начальное пластовое давление, МПа	29,2	27,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,89	1,07
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	748,0	651,0
Плотность нефти в поверхн. условиях, кг/м ³	807,0	835,0
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,18	1,54
Содержание серы в нефти, % масс.	0,07	0,29
Содержание парафина в нефти, % масс.	32,29	12,42
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,65	27,4
Газосодержание, м ³ /т	87,1	231,4
Содержание сероводорода, % масс.	отсутствует	отсутствует
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,551	0,546

Успешность проведения опытно-промысловых испытаний разработанной комплексной технологии предупреждения образования АСПО при добыче высокопарафинистой нефти из продуктивных пластов D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения зависит от ряда факторов. Во-первых, для осложненного фонда добывающих скважин следует предусмотреть выбор перспективных компоновок внутрискважинного оборудования, надёжность и эффективность которых является подтвержденной опытом эксплуатации на ряде других многопластовых месторождений. «При реализации системы совместной разработки продуктивных пластов ключевым требованием является обеспечение индивидуального контроля по каждому объекту и осуществление раздельного управления работой каждого из пластов в режиме реального времени – с замером на забое скважин давления, температуры и производительности отдельных пластов» [14, 98]. Другим необходимым условием для успешного проведения промысловых испытаний технологии одновременно-раздельной эксплуатации в условиях Кыртаельского месторождения является её совместное применение с технологией капиллярной системы подачи ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами на прием нижней насосной установки, предназначенной для добычи высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} . Основные требования, предъявляемые к технологии обработки высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} реагентом ПарМастер 2020 марка А с целью снижения температуры застывания и улучшения её структурно-механических свойств, представлены в разделе 4.4. На основании проведенного патентно-литературного обзора предлагаются следующие компоновки глубиннонасосного оборудования, которые позволят реализовать технологию одновременно-раздельной добычи (ОРД) высокозастывающей аномальной нефти из залежи D_{2ef} совместно со старооскольской нефтью в условиях Кыртаельского месторождения.

Компоновка ОРД с применением дуальной системы (АО «Новомет-Пермь») предназначена для разобщения зон перфорации двух продуктивных пластов с помощью пакерно-якорной системы при одновременно-раздельной эксплуатации пластов двойной погружной электроцентробежной насосной установкой.

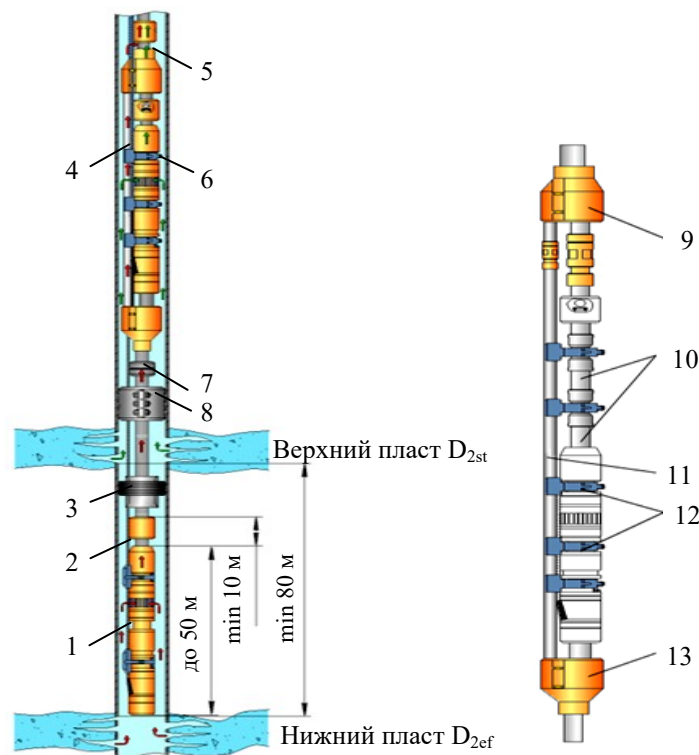
Основными преимуществами технологии ОРЭ с применением дуальных систем являются [119]: снижение капитальных затрат на строительство дополнительной скважины; эксплуатация в скважинах с обсадными колоннами диаметром от 146 мм; изолированная эксплуатация двух объектов разработки и учет добываемой продукции с каждого пласта; дифференциальное воздействие на каждый пласт с возможностью регулирования отбора жидкостей; эффективная разработка пластов при больших расстояниях между ними.

Варианты исполнения дуальных систем с установками погружных ЭЦН в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Варианты исполнения дуальных систем с установками погружных электроцентробежных насосов [119]

		Диаметр обсадной колонны, мм	146	168	178	245
Верхняя установка	Габарит		3	3	3	до 5А
	Наружный диаметр компоновки, мм		122	142	152	210
	Диаметр байпасной трубы (наружный/внутренний), мм		42 / 26	56 / 40	56 / 40	73 / 50
	Производительность, м ³ /сутки		280	280	280	800
Нижняя установка	Габарит		5, 5А	5, 5А	5, 5А	7А
	Производительность, м ³ /сутки		700	700	700	до 1000

Схема компоновки внутрискважинного оборудования при одновременно-раздельной добыче нефти с применением дуальной системы представлена на рисунке 4.41.



1 – нижняя установка; 2 – клапан срезной; 3 – пакер с проходом кабеля; 4 – дуальная система с герметичной байпасной линией; 5 – эксплуатационная колонна диаметром от 146 мм; 6 – верхняя установка; 7 – разъединитель колонн; 8 – якорь; 9 – развилка; 10 – патрубки клапана и насоса; 11 – байпасная линия с герметичными грузонесущими трубами; 12 – хомут для крепления двух кабельных линий; 13 – узел перемещения для компенсации длины установки (для монтажа)

Рисунок 4.41 – Схема компоновки внутрискважинного оборудования при ОРД нефти с применением дуальной системы [119]

Компоновки ПИМВ-ОРД-Р и ПИМВ-ОРД-2РЭК-2БТ (НПФ «Геоник») предназначены для одновременно-раздельной эксплуатации пластов с целью разобщения зон перфорации при ОРД из двух пластов с установкой пакера между модуль-секциями погружной электроцентробежной насосной установки. Отличительной особенностью вышеуказанных конструкций является применение пакера ПИМ-ОРД с валом передачи крутящего момента [89].

Основными преимуществами компоновок ОРД с применением пакера ПИМ-ОРД являются [89]: снижение капитальных затрат на строительство дополнительной скважины; изолированная эксплуатация двух объектов разработки и учет добываемой продукции с каждого пласта, в том числе в режиме онлайн; дифференциальное воздействие на каждый пласт с возможностью регулирования отбора жидкостей; регулирование степени открытия (закрытия) электроклапанов со станции управления на устье скважины.

Основные технические характеристики компоновок ПИМВ-ОРД-Р и ПИМВ-ОРД-2РЭК-2БТ для ОРЭ двух пластов по однострунной схеме представлены в таблице 4.11.

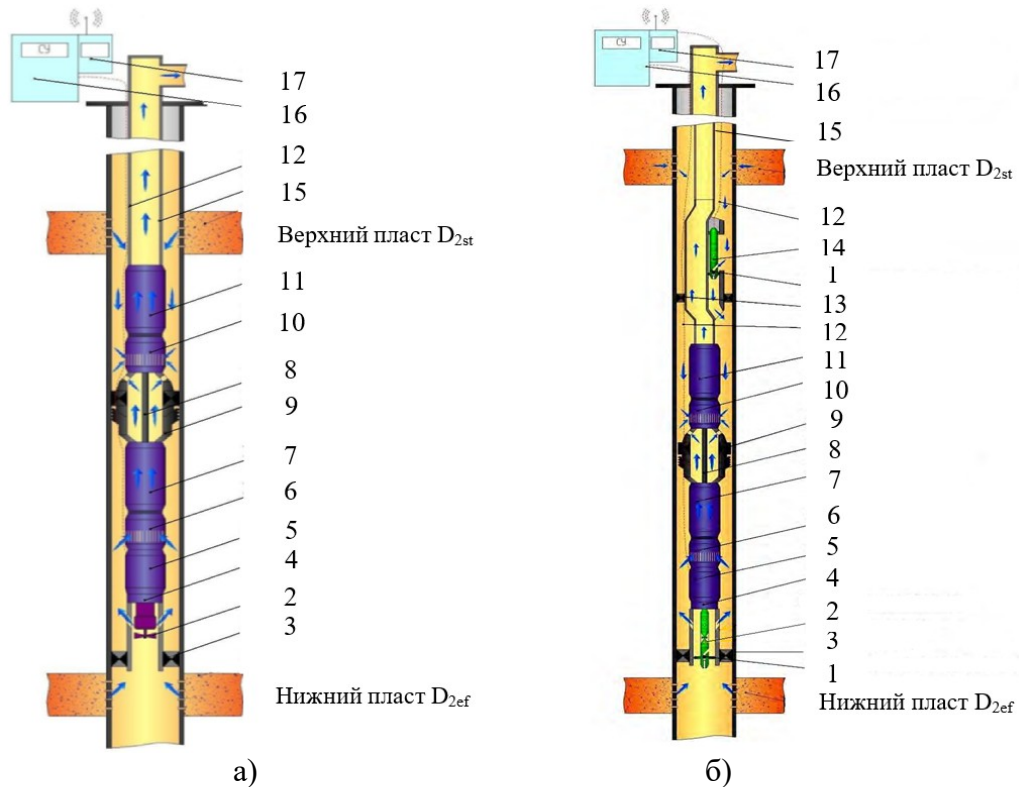
Таблица 4.11 – Основные технические характеристики компоновок ПИМВ-ОРД-Р и ПИМВ-ОРД-2РЭК-2БТ [89]

Шифр	Наружный диаметр ЭК, мм	Толщина стенок ЭК, мм	Внутренний диаметр пакера ПИМ, мм	Внутренний диаметр РК, мм	Диаметр проточной части РК, мм	Внутренний диаметр пакера гидравл., мм	Рабочее давление перепада на РК, МПа	Максимальная температура эксплуатации, °С
ПИМВ-ОРД-Р-120	146	6,5-10	25	-	-	50	30	120
ПИМВ-ОРД-Р-140	168	8-11	25	-	-	50	30	120
	178	13-15		-	-			
ПИМВ-ОРД-2РЭК-2БТ-3G-120	146	6,5-10	-	32	0-12	-	30	120
ПИМВ-ОРД-2РЭК-2БТ-3G-140	168	8-11	-	32	0-12	-	30	120
	178	13-15	-			-		

Схема компоновки внутрискважинного оборудования при одновременно-раздельной добыче нефти с использованием пакера ПИМ-ОРД представлена на рисунке 4.42.

В качестве дополнительного внутрискважинного оборудования при проведении опытно-промысловых испытаний технологии ОРД высокопарафинистой нефти в условиях Кыртаельского месторождения следует предусмотреть установку газосепаратора с целью предотвращения негативного влияния свободного газа на работу верхней насосной установки, а также погружного электрокабеля с капиллярной трубкой для нижней насосной установки [98].

Необходимое соотношение добываемых нефтей в смеси обеспечивается путем управления параметрами работы нижней и верхней насосных установок через станции управления погружными электродвигателями, оснащенными частотным преобразователем. Величины извлекаемых запасов нефти на Кыртаельском месторождении в полной мере позволяют придерживаться рекомендуемых соотношений при совместной добыче высокостывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью (от 50/50 до 10/90 соответственно) [98].



1 – регулируемый электроклапан нижнего пласта; 2 – датчики Р, Q, С, Т нижнего пласта; 3 – пакер гидравлический; 4 – ТМС; 5 – ПЭД; 6 – входной модуль нижнего пласта; 7 – рабочие секции ЭЦН; 8 – вал; 9 – пакер ПИМ-ОРД; 10 – входной модуль; 11 – рабочие секции ЭЦН; 12 – погружной кабель; 13 – верхний пакер; 14 – регулируемый электроклапан верхнего пласта; 15 – колонна НКТ; 16 – станция управления ЭЦН; 17 – наземная панель

Рисунок 4.42 – Схема компоновки внутрискважинного оборудования при ОРД нефти с применением пакера ПИМ-ОРД [89]: а) ПИМВ-ОРД-Р; б) ПИМВ-ОРД-2РЭК-2БТ

4.6 Выводы по четвертой главе

1. Согласно полученным результатам исследования изменения физико-химических и структурно-механических свойств высокозастывающей аномальной нефти верхнеэйфельской залежи при её смешении со старооскольской нефтью Кыртаельского месторождения установлено следующее:

- с увеличением в смеси доли старооскольской нефти происходит существенное снижение содержания парафиновых углеводородов по сравнению с исходной верхнеэйфельской нефтью (залежь D_{2ef}). Выявлено, что в исследуемых высокопарафинистых нефтях преобладают парафиновые углеводороды нормального строения с числом атомов углерода от C_{20} до C_{38} , при этом на долю изоалканов в составе твердых парафинов старооскольской и верхнеэйфельской нефтей приходится 6,24 и 7,90 % отн. соответственно. С увеличением доли старооскольской нефти в смеси наблюдаются следующие качественные изменения в составе парафиновых углеводородов, выделенных из исследуемых смесей: относительное содержание изоалканов и н-алканов с числом атомов углерода от C_{13} до C_{29} снижается, при этом доля н-алканов с числом атомов углерода от C_{30} до $C_{38(39)}$ возрастает. Нефти Кыртаельского месторождения

характеризуются унимодальным молекулярно-массовым распределением н-алканов с максимумами, приходящимися на $C_{27} - C_{29}$ (для нефти залежи D_{2ef}) и $C_{28} - C_{29}$ (для нефти залежи D_{2st}). С увеличением содержания старооскольской нефти в смеси от 50 до 90 % масс. наблюдается многократное уменьшение массового содержания н-алканов с числом атомов углерода от C_{20} до C_{35} . Содержание смол и асфальтенов при смешении исследуемых нефтей в отличие от парафиновых углеводородов изменяется незначительно;

- с увеличением содержания старооскольской нефти в смеси от 25 до 90 % масс. наблюдается существенное снижение температуры застывания исследуемых НДС и интенсивности образования органических отложений на «холодном стержне». Так, при содержании в смеси старооскольской нефти в количестве 50 и 75 % масс. температура застывания снижается на 4,0 и 6,0 °С соответственно по сравнению с верхнеэфельской нефтью;

- с увеличением в смеси доли старооскольской нефти наблюдается существенное улучшение структурно-механических свойств исследуемых НДС и снижение интенсивности процессов структурообразования по сравнению с нефтью верхнеэфельской залежи. Например, при увеличении содержания в смеси доли старооскольской нефти от 50 до 75 % масс. температура, соответствующая началу образования прочной пространственной структуры, снижается на величину до 5,0 °С, а величина предельного напряжения сдвига смеси – до 10 раз по сравнению с нефтью верхнеэфельской залежи. При этом эффективная вязкость смеси с содержанием старооскольской нефти 50 и 75 % масс. при температуре 30,0 °С и скорости сдвига $5,8 \text{ с}^{-1}$ снижается в 2,4 и 3,6 раза соответственно. Таким образом, на основании выполненного анализа полученных вязкостно-температурных характеристик высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей установлено, что с увеличением содержания в смеси старооскольской нефти от 25 до 90 % масс. наблюдается многократное снижение значений эффективной вязкости исследуемых НДС в диапазоне температур ниже 40,0 °С.

2. Установлено, что эффективность ряда ингибиторов парафиноотложений с депрессорными свойствами (депрессорных присадок) таких, как Пральт 16 марка А-1, опытные образцы ингибиторов линейки Кх, Flexoil WM 2300 и ФЛЭК ИП 105 для условий добычи высокозастывающей аномальной нефти верхнеэфельской залежи Кыртаельского месторождения является крайне низкой и недостаточной. Среди химических реагентов, показавших наибольшую эффективность по методу «холодного стержня», отдельно следует выделить Difron 3970 и разработанный реагент ПарМастер 2020 марка А. Проведение дополнительного комплекса реологических исследований по выбору эффективных ингибиторов парафиноотложений (депрессорных присадок) для высокопарафинистой нефти

верхнеэффельской залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения позволило сделать вывод о том, что обработка исследуемой высокозастывающей аномальной нефти реагентами ПарМастер 2020 марка А и Difron 3970 в диапазоне дозировок от 500 до 1000 г/т и температуре ввода не ниже $+65,0$ °С способствует кардинальному изменению её реологического поведения, обеспечивая при этом многократное снижение величины предельного напряжения сдвига и значений эффективной вязкости исходной нефтяной дисперсной системы, измеренной при различных скоростях сдвига, в области температур ниже температуры фазового перехода парафина в ней.

3. Результаты экспериментальных исследований по оценке изменения физико-химических и структурно-механических свойств обработанных ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А высокопарафинистых нефтей верхнеэффельской и старооскольской залежей Кыртаельского месторождения и их смесей подтверждают, что с увеличением содержания старооскольской нефти от 25 до 90 % масс. в смеси с высокопарафинистой нефтью залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения наблюдается многократное увеличение величины депрессорного эффекта по сравнению с обработанной верхнеэффельской нефтью. Так, для смесей с содержанием старооскольской нефти от 50 до 90 % масс., обработанных вышеуказанной присадкой при дозировке 500 г/т, величина депрессорного эффекта увеличивается от 2,0 до 3,0 раз соответственно. Обработка исследуемых высокопарафинистых нефтей и их смесей ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А при различных дозировках (от 50 до 1500 г/т) способствует многократному снижению значений предельного напряжения сдвига и эффективной вязкости исходных нефтей и их смесей в области температур ниже температуры их застывания, что свидетельствует об уменьшении интенсивности процессов структурообразования и проявления сверханомалий вязкости. Выявлено, что с увеличением содержания старооскольской нефти в смеси от 25 до 90 % масс. оптимальная дозировка депрессорной присадки снижается с 500 до 250 г/т соответственно.

4. При добыче высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения рекомендуется использовать систему капиллярной подачи ингибитора парафиноотложений ПарМастер 2020 марка А на прием погружного ЭЦН. Выбор скважины-кандидата осуществляется на основе анализа фактических данных о температурном режиме работы погружного насосного оборудования, согласно которым температура на приеме ЭЦН должна быть не ниже $+65,0$ °С.

5. Внедрение комплексной технологии предупреждения образования АСПО при добыче высокопарафинистой нефти в условиях Кыртаельского месторождения, основанной на применении специального внутрискважинного оборудования для ОРЭ продуктивных залежей

D_{2st} и D_{2ef} , системы капиллярной подачи ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А на прием нижней насосной установки, предназначенной для добычи высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} , и выборе режима работы скважины с учетом особенностей реологического поведения высокопарафинистых нефтей при разных температурных условиях и режимах течения позволит значительно снизить риски возникновения осложнений, связанных с интенсивным образованием во внутрискважинном оборудовании органических отложений, повысит межочистной и межремонтный периоды работы добывающих скважин осложненного фонда.

ГЛАВА 5 ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ РЕАГЕНТА «ПАРМАСТЕР 2020 МАРКА А» НА СКВАЖИНАХ КЫРТАЕЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

5.1 Условия проведения опытно-промышленных испытаний

Предметом опытно-промышленных испытаний (ОПИ) на скважинах, вскрывших продуктивные отложения эйфельского яруса, является исследование эффективности ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А, изготовленного по ТУ 2458-010-50622652-2006, ред.2 и предназначенного для использования в качестве ингибитора АСПО в нефтедобывающей промышленности. Физико-химические свойства реагента ПарМастер 2020 (его различных модификаций) представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Физико-химические характеристики ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020

Наименование показателя	Норма по ТУ 2458-010-50622652-2006, ред.2			Методика испытаний
	Марка А	Марка В	Марка С	
Внешний вид	Жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета			По п. 5.3 ТУ
Массовая доля активной основы, % в пределах	10...45			По п. 5.4 ТУ
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /сек	40			ГОСТ 33 и п. 5.5 ТУ
Температура застывания, °С	+15	Минус 5	Минус 40	ГОСТ 20287 и п. 5.6 ТУ
Плотность реагента, г/см ³	0,854			ГОСТ 18995.1-73

Цели опытно-промышленных испытаний:

1. Увеличение межочистного периода работы добывающего фонда скважин, вскрывших продуктивные отложения эйфельского яруса на Кыртаельском НГКМ, на величину не менее 7 сут в сравнении с проводимыми мероприятиями по депарафинизации скважин;

2. Определение оптимальной дозировки реагента ПарМастер 2020 марка А при его подаче в затрубное пространство добывающих скважин с целью снижения интенсивности образования органических отложений парафинового типа во внутрискважинном оборудовании, температуры застывания и улучшения структурно-механических свойств высокопарафинистой нефти;

3. Определение эффективности применения технологии подачи реагента ПарМастер 2020 марка А в затрубное пространство добывающих скважин, оборудованных погружными ЭЦН, при добыче высокозастывающей аномальной нефти эйфельского яруса.

Объект испытаний

ОПИ проводились на добывающих скважинах №№ 501 и 517 Кыртаельского месторождения. Режимные параметры работы скважин приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Режимные параметры работы скважин №№ 501 и 517 Кыртаельского месторождения (эйфельский ярус)

№ скв.	Куст	Марка насоса	d _{нкТ}	H _{сп}	Пласт	Фактический режим					Интервал АСПО, м	МОП сут
						H _{дин}	P _{зАБ}	Q _н	Q _ж	Обвод.		
			м	атм		т/сут	м ³ /сут	%				
501	Куст 209 бис	225ЭЦНАК 5-30/80-3000	62	2550	D _{2ef} , D _{2st}	245	92	10,23	12,56	0,86	0-1600	14 сут - ГНКТ, 14 сут - ГО
517	Куст 4	117ЭЦН(НГА) 5-50-2450	62	2390	D _{2ef}	1960	90	39,57	49,0	0,92	0-1600	14 сут - ГНКТ, 14 сут - ГО

Условия применения реагента

Подача реагента ПарМастер 2020 марка А осуществлялась в затрубное пространство добывающих скважин №№ 501 и 517 по технологии постоянного дозирования с удельным расходом 1000 г/т в пересчёте на нефть. С целью насыщения затрубного пространства добывающих скважин исследуемым ингибитором АСПО, в первые трое суток осуществляется дозировка химического реагента со средним удельным расходом 1500 г/т в пересчёте на нефть.

Опытно-промысловые испытания ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А проводились в период с 22.08.2020 по 03.10.2020 г.:

- на добывающей скважине № 517 в период с 22.08.2020 по 05.09.2020 г.;
- на добывающей скважине № 501 в период с 11.09.2020 по 03.10.2020 г.

5.2 Контроль эффективности проводимых мероприятий

В ходе ОПИ предлагаемой технологии, направленной на снижение температуры застывания и улучшение структурно-механических свойств высоkozастывающей аномальной нефти эйфельского яруса, осуществляется мониторинг за изменением следующих параметров работы скважины, оборудованной УЭЦН: буферного ($P_{буф}$), затрубного ($P_{затруб.}$) и линейного давлений ($P_{лин}$); силы тока ($I_{раб}$), загрузки, температуры электродвигателя ($T_{ПЭД}$), давления на приеме насоса ($P_{пр}$), динамического уровня ($H_{дин}$), а также суточного расхода закачиваемого ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами в затрубное пространство добывающей скважины.

5.2.1 Контроль эффективности ОПИ на добывающей скважине № 517

Параметры работы добывающей скважины № 517 Кыртаельского месторождения представлены в таблице 5.3 и на рисунках 5.1 и 5.2.

Таблица 5.3 – Параметры работы добывающей скважины № 517 за период проведения ОПИ (продолжительность 14 сут)

Параметр	22.08	23.08	24.08	25.08	26.08	27.08	28.08	29.08	30.08	31.08	01.09	02.09	03.09	04.09	05.09
$Q_{\text{жидкости}}$, т/сут	30,8	49,0	49,0	30,3	24,3	34,6	27,7	25,0	25,0	25,0	77,8	48,7	21,3	27,1	24,2
$Q_{\text{режим}}$, т/сут	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2
Загрузка, %	65,5	42,7	43,8	47,5	56,6	65,1	66,3	63,5	63,9	70,5	77,0	64,4	60,0	64,5	64,2
$T_{\text{ПЭД}}$, °С	84,7	83,3	85,2	82,9	82,8	84,2	85,5	87,0	84,2	85,0	83,5	84,2	84,5	84,8	85,1

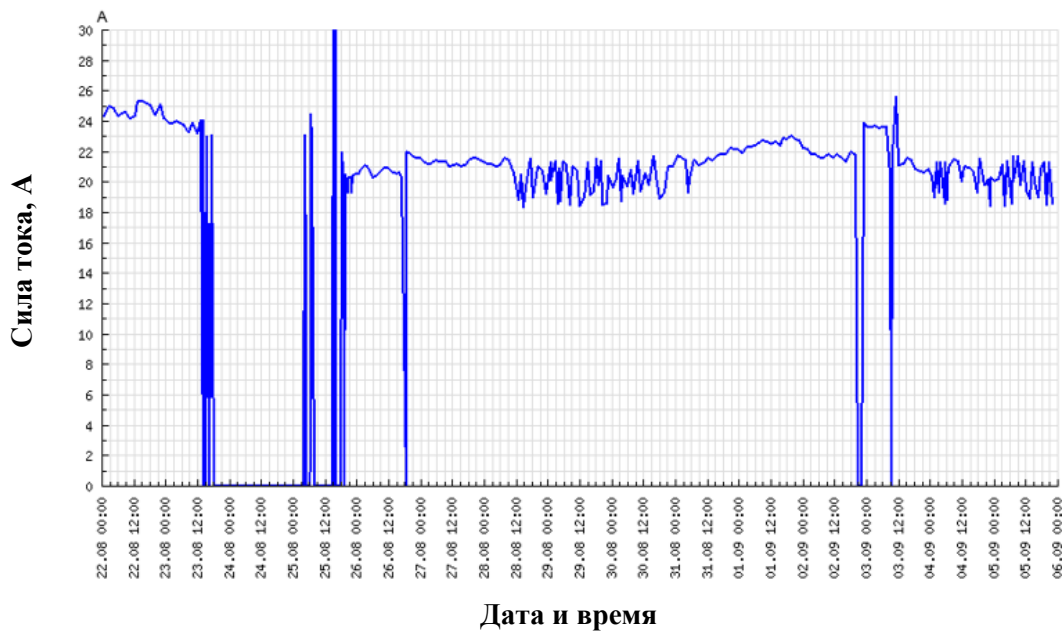


Рисунок 5.1 – Изменение силы тока электродвигателя УЭЦН на добывающей скважине № 517 за период проведения ОПИ

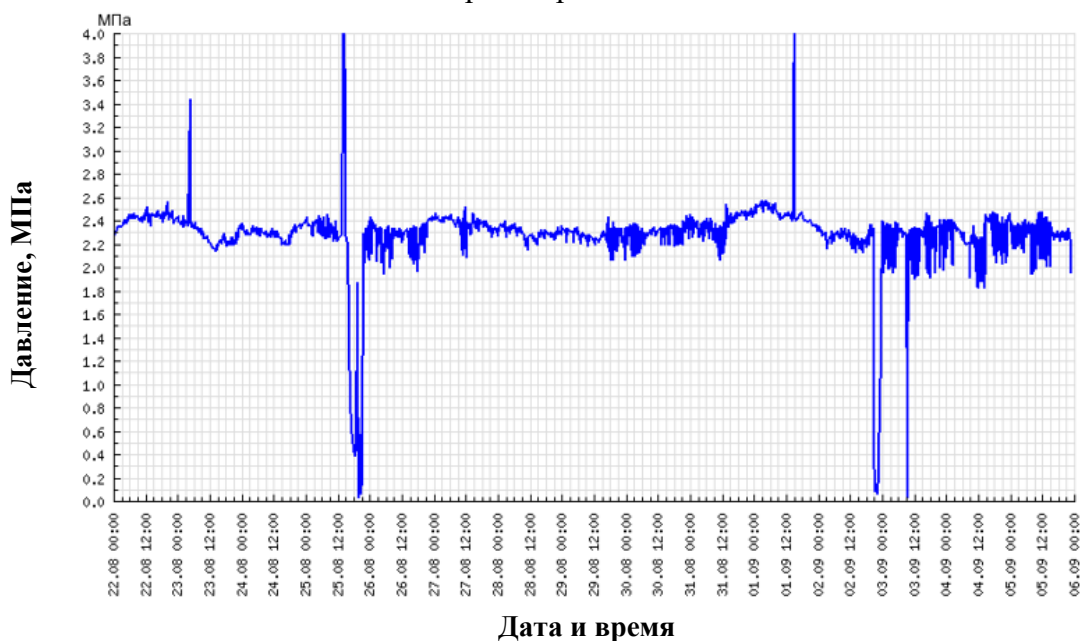


Рисунок 5.2 – Изменение линейного давления на добывающей скважине № 517 за период проведения ОПИ

В связи с отсутствием на добывающей скважине № 517 датчика $P_{буф}$ (по причине отсутствия штуцера), линейное давление принималось равным буферному ($P_{лин} = P_{буф}$).

Суточный расход реагента ПарМастер 2020 марка А, в период проведения ОПИ на добывающей скважине № 517 Кыртаельского месторождения представлен в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Суточный расход ингибитора АСПО ПарМастер 2020 марка А в период проведения ОПИ на добывающей скважине № 517 Кыртаельского месторождения

Дата	Закачка реагента, л/сут	Закачка реагента, кг/сут	Дебит скважины, т/сут	Удельный расход реагента, г/т
22.08.2020	45	38,7	30,8	1257
23.08.2020	51	43,9	49,0	896
24.08.2020	52	44,7	49,0	912
25.08.2020	40	34,4	30,3	1135
26.08.2020	40	34,4	24,3	1416
27.08.2020	38	32,7	34,6	945
28.08.2020	45	38,7	27,7	1397
29.08.2020	39	33,5	25,0	1340
30.08.2020	32	27,5	25,0	1100
31.08.2020	32	27,5	25,0	1100
01.09.2020	32	27,5	77,8	354
02.09.2020	36	31,0	48,7	637
03.09.2020	34	29,2	21,3	1371
04.09.2020	31	26,7	27,1	985
05.09.2020	28	24,1	24,2	996

Продолжительность ОПИ на добывающей скважине № 517 составила 14 сут. Следует отметить, что за время проведения испытаний между обработками колонны НКТ с помощью ГНКТ, тепловые обработки лифта (1 раз в 7 сут) не проводились, при этом запарафинивание лифта скважины не выявлено. Средний расход реагента ПарМастер 2020 марка А за период проведения ОПИ на добывающей скважине № 517 Кыртаельского месторождения составил 1056 г/т. Опытно-промысловые испытания на добывающей скважине № 517 были прекращены 06.09.2020 г. по причине низкого динамического уровня $H_{дин} = 2350$ м (19 атм) и приступившей к работе бригаде КРС.

С целью аналитического контроля за период проведения ОПИ были отобраны пробы скважинной продукции добывающей скважины № 517 и определены реологические характеристики нефти до и после подачи реагента. Результаты аналитического контроля представлены в таблице 5.5. Обработка кривых течения исследуемых проб нефтей осуществлялась по реологической модели Шведова-Бингама.

Таблица 5.5 – Результаты определения реологических параметров проб нефти добывающей скважины № 517 Кыртаельского месторождения

Наименование пробы	Дата отбора	Пластическая вязкость, мПа·с	Предел текучести, Па
Температура, 45 °С*			
До подачи реагента	22.08.2020	101	4,16
ПарМастер 2020 марка А	29.08.2020	36,45	1,09
	31.08.2020	46,6	1,19
	02.09.2020	45,36	0,439
	04.09.2020	52,82	2,24
Температура, 40 °С*			
До подачи реагента	22.08.2020	336	4,63
ПарМастер 2020 марка А	29.08.2020	46,60	0,843
	31.08.2020	50,54	0,65
	02.09.2020	65,50	1,61
	04.09.2020	76,09	2,83

Примечание:

* температуры, при которых необработанная нефть является неньютоновской жидкостью и проявляются депрессорные свойства реагента ПарМастер 2020 марка А

Анализ результатов проведенного аналитического контроля показывает, что обработка реагентом ПарМастер 2020 марка А (со средним удельным расходом 1056 г/т) высокопарафинистой нефти скважины № 517 обеспечивает многократное снижение значений предела текучести и пластической вязкости скважинной продукции по сравнению с необработанной нефтью в области исследуемых температур. Так, при снижении температуры скважинной продукции в диапазоне от +45 до +40 °С пластическая вязкость необработанной нефти увеличилась в 3,3 раза, а обработанной реагентом ПарМастер 2020 марка А – в 1,3 раза. Кроме того, обработка указанным реагентом высокозастывающей аномальной нефти приводит к снижению предела её текучести в среднем в 3,2 раза по сравнению с исходной нефтью, что положительно влияет на повторный запуск добывающей скважины после её остановки и времени выхода на режим.

Таким образом, подача реагента ПарМастер 2020 марка А в затрубное пространство скважины, оборудованной УЭЦН, способствует увеличению межочистного периода работы скважины не только за счет снижения интенсивности образования органических отложений парафинового типа во внутрискважинном оборудовании, но и улучшения структурно-механических свойств высокопарафинистой нефти в области низких температур. Рекомендуемая оптимальная дозировка реагента ПарМастер 2020 марка А при его подаче в затрубное пространство добывающих скважин в условиях Кыртаельского месторождения с целью снижения высокотемпературной вязкости нефти эйфельского яруса составляет 1000 г/т в пересчете на нефть.

5.2.2 Контроль эффективности ОПИ на добывающей скважине № 501

Параметры работы добывающей скважины № 501 Кыртаельского месторождения представлены на рисунках 5.3-5.5 и в таблице 5.6.

В связи с отсутствием на добывающей скважине № 501 датчика $P_{\text{буф}}$ (по причине отсутствия штуцера), линейное давление принималось равным буферному ($P_{\text{лин}} = P_{\text{буф}}$).

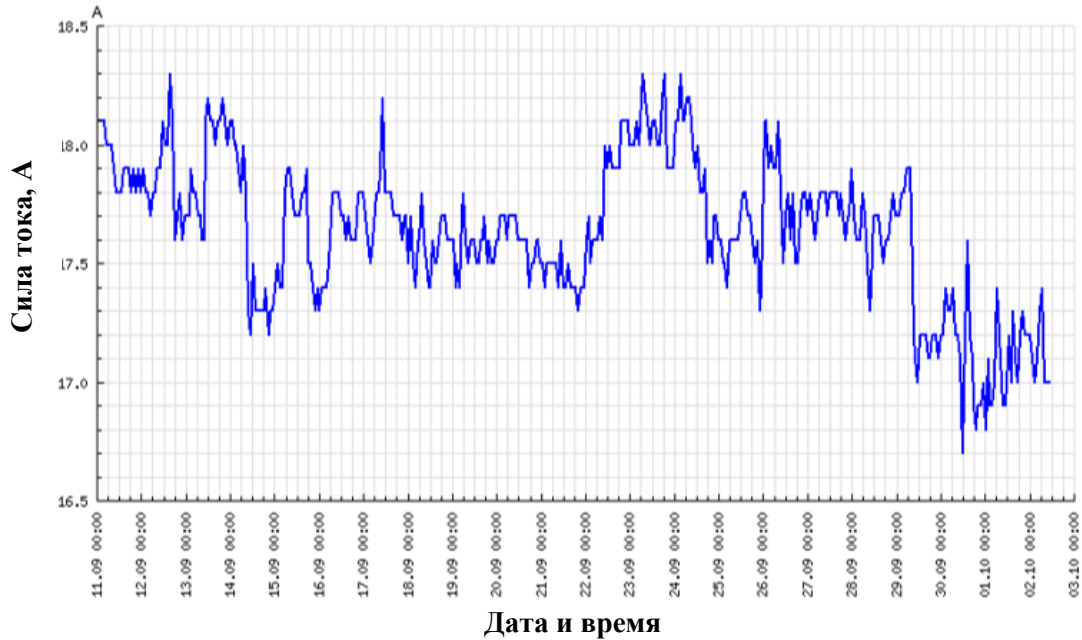


Рисунок 5.3 – Изменение силы тока электродвигателя УЭЦН на добывающей скважине № 501 за период проведения ОПИ

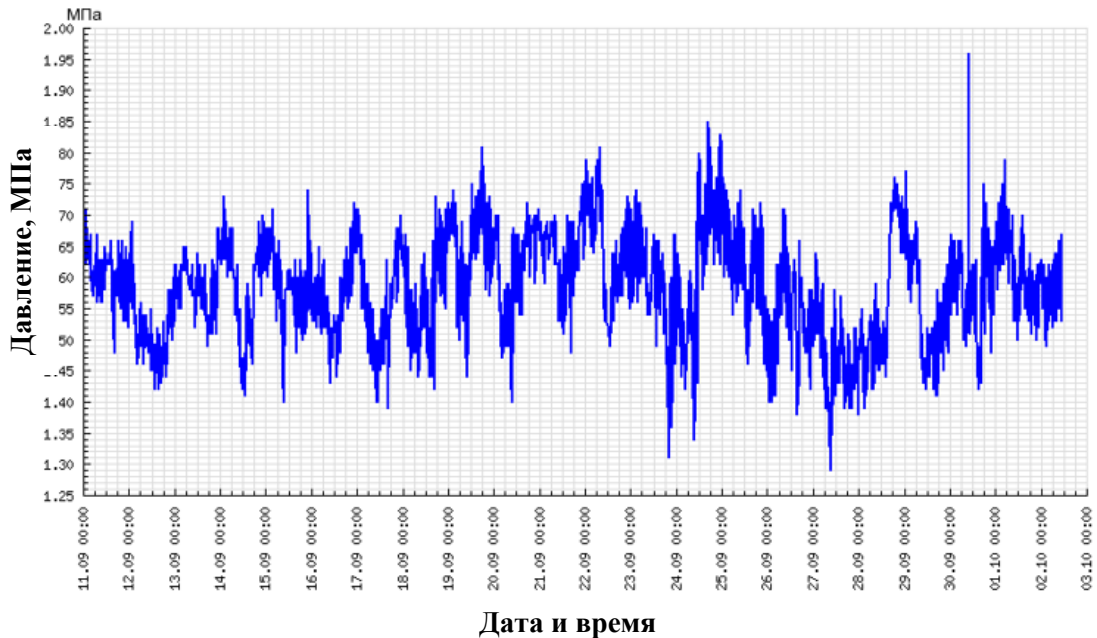


Рисунок 5.4 – Изменение линейного давления на добывающей скважине № 501 за период проведения ОПИ

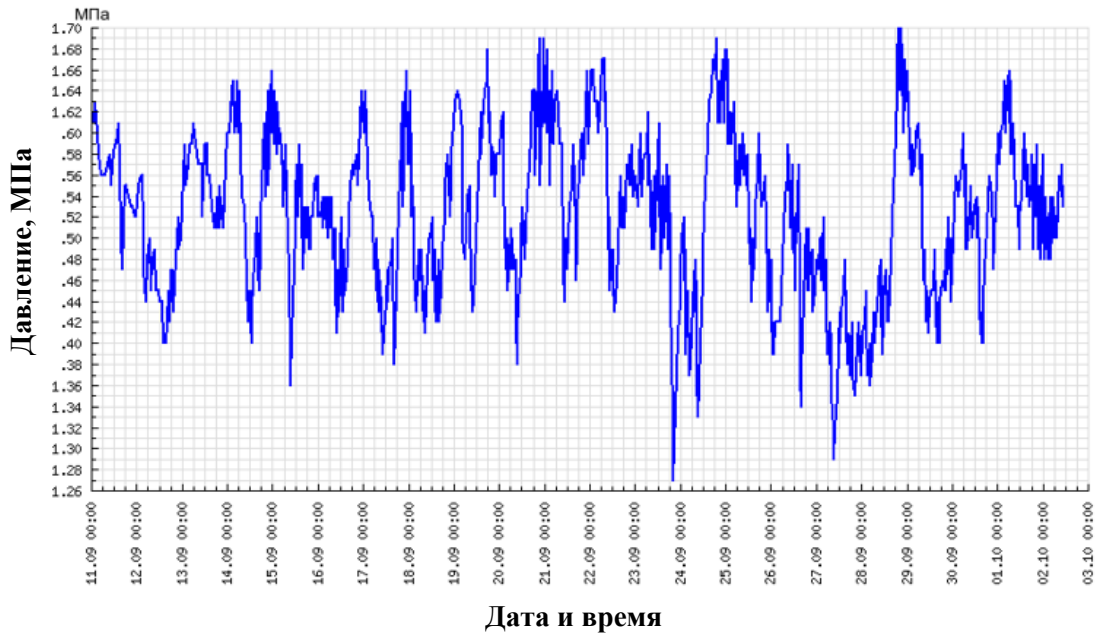


Рисунок 5.5 – Изменение затрубного давления на добывающей скважине № 501 за период проведения ОПИ

Суточный расход реагента ПарМастер 2020 марка А в период проведения ОПИ на добывающей скважине № 501 Кыртаельского месторождения представлен в таблице 5.7.

Продолжительность ОПИ на добывающей скважине № 501 составила 22 суток, из них 14 суток с подачей реагента ПарМастер 2020 марка А, 8 суток – без подачи реагента. Средний расход реагента ПарМастер 2020 марка А за период проведения ОПИ на добывающей скважине № 501 составил 1032 г/т. За период проведения испытаний между обработками колонны НКТ с помощью ГНКТ, тепловые обработки лифта (1 раз в 7 суток) не проводились, при этом запарафинивание лифта скважины не выявлено. Подача реагента ПарМастер 2020 марка А на добывающей скважине № 501 была прекращена 25.09.2020 г. по причине застывания реагента в связи с понижением температуры окружающей среды в ночное время до отрицательных значений.

С целью аналитического контроля за период проведения ОПИ были отобраны пробы скважинной продукции добывающей скважины № 501 и определены реологические характеристики нефти до и после подачи реагента. Результаты аналитического контроля представлены в таблице 5.8. Обработка кривых течения исследуемых проб нефтей осуществлялась по реологической модели Шведова-Бингама.

Таблица 5.6 – Параметры работы добывающей скважины № 501 за период проведения ОПИ (продолжительность 22 сут)

Параметр	10.09	11.09	12.09	13.09	14.09	15.09	16.09	17.09	18.09	19.09	20.09	21.09	22.09	23.09	24.09	25.09	26.09	27.09	28.09	29.09	30.09	01.10	02.10
$Q_{\text{жидкости}},$ т/сут	11,1	11,1	11,1	11,0	10,8	9,7	10,7	9,2	9,2	9,2	9,9	9,9	9,9	9,6	9,6	9,6	10,0	10,0	10,7	10,7	10,7	9,0	9,0
$Q_{\text{режим}},$ т/сут	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Загрузка, %	44,4	44,9	44,4	45,3	44,9	44,7	45,5	45,9	45,5	45,1	45,0	44,9	44,7	44,8	44,8	44,6	44,4	44,4	44,2	44,6	44,5	44,5	44,4
$T_{\text{ПЭД}},$ °С	79,6	82,7	85,6	84,1	84,1	84,3	84,7	85,2	85,2	85,9	86,2	85,9	86,6	86,2	87,4	85,8	86,9	87,3	87,6	86,3	86,5	86,7	86,7

Таблица 5.7 – Суточный расход ингибитора АСПО ПарМастер 2020 марка А в период проведения ОПИ на добывающей скважине № 501 Кыртаельского месторождения

Дата	Закачка реагента, л/сут	Закачка реагента, кг/сут	Дебит скважины, т/сут	Удельный расход реагента, г/т
10.09.2020	17	14,6	11,1	1315
11.09.2020	17	14,6	11,1	1315
12.09.2020	18	15,5	11,1	1396
13.09.2020	15	12,9	11,0	1173
14.09.2020	14	12,0	10,8	1111
15.09.2020	12	10,3	9,7	1062
16.09.2020	11	9,5	10,7	888
17.09.2020	11	9,5	9,2	1033
18.09.2020	12	10,3	9,2	1196
19.09.2020	11	9,5	9,2	1033
20.09.2020	11	9,5	9,9	960
21.09.2020	11	9,5	9,9	960
22.09.2020	11	9,5	9,9	960
23.09.2020	8	6,9	9,6	719
24.09.2020	4	3,5	9,6	365
25.09.2020	Реагент застыл	Реагент застыл	9,6	-
26.09.2020			10,0	
27.09.2020			10,0	
28.09.2020			10,7	
29.09.2020			10,7	
30.09.2020			10,7	
01.10.2020			9,0	
02.10.2020			9,0	

Таблица 5.8 – Результаты определения реологических параметров проб нефти добывающей скважины № 501 Кыртаельского месторождения

Наименование пробы	Дата отбора	Пластическая вязкость, мПа·с	Предел текучести, Па
Температура, 45 °С*			
До подачи реагента	10.09.2020	41,01	1,18
ПарМастер 2020 марка А	14.09.2020	15,69	0,235
	21.09.2020	18,18	0,181
Подача реагента прекращена по причине его застывания	29.09.2020	25,09	0,572
	30.09.2020	30,11	0,855
	02.10.2020	42,22	1,032
Температура, 40 °С*			
До подачи реагента	10.09.2020	388	3,59
ПарМастер 2020 марка А	14.09.2020	53,7	0,49
	21.09.2020	51,27	0,543
Подача реагента прекращена по причине его застывания	29.09.2020	65,50	1,027
	30.09.2020	124	1,62
	02.10.2020	357	3,615

Примечание:

* температуры, при которых необработанная нефть является неньютоновской жидкостью и проявляются депрессорные свойства реагента ПарМастер 2020 марка А

Анализ результатов проведенного аналитического контроля показывает, что обработка реагентом ПарМастер 2020 марка А (со средним удельным расходом 1032 г/т) высокопарафинистой нефти скважины № 501 обеспечивает многократное снижение значений предела текучести и пластической вязкости скважинной продукции по сравнению с необработанной нефтью в области исследуемых температур. Так, при снижении температуры скважинной продукции в диапазоне от +45 до +40 °С для необработанной нефти: пластическая вязкость увеличилась в 9,5 раз, а предел текучести – в 3,0 раза; для обработанной реагентом нефти: пластическая вязкость увеличилась в 3,1 раза, а предел текучести – в 2,5 раза. После прекращения дозирования реагента по причине его застывания (в период с 25.09.2020 г. по 02.10.2020 г.), в связи с постепенным «вымыванием» ингибитора АСПО из затрубного пространства, реологические свойства нефти вернулись к исходным показателям.

Увеличение межочистного периода работы добывающей скважины № 501 на величину, равную 7 суток, в сравнении с проводимыми мероприятиями по борьбе с образованием АСПО во внутрискважинном оборудовании, достигнуто. Рекомендуемая оптимальная дозировка реагента ПарМастер 2020 марка А при его подаче в затрубное пространство добывающих скважин в условиях Кыртаельского месторождения с целью снижения высокотемпературной вязкости нефти эйфельского яруса составляет 1000 г/т в пересчете на нефть.

5.3 Выводы по пятой главе

1. В период с 22.08.2020 по 03.10.2020 г., на добывающих скважинах №№ 517 и 501 Кыртаельского месторождения проведены ОПИ ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А:

- на добывающей скважине № 517 – с 22.08.2020 г. по 05.09.2020 г.;
- на добывающей скважине № 501 – с 11.09.2020 г. по 03.10.2020 г.

1.1 Продолжительность ОПИ на добывающей скважине № 517 составила 14 суток со средним удельным расходом реагента 1056 г/т. Следует отметить, что за время проведения испытаний между обработками колонны НКТ с помощью ГНКТ, тепловые обработки лифта (1 раз в 7 суток) не проводились, при этом запарафинивание лифта скважины не выявлено. Опытно-промысловые испытания на добывающей скважине № 517 были прекращены 06.09.2020 г. по причине низкого динамического уровня $H_{\text{дин}} = 2350$ м (19 атм) и приступившей к работе бригаде КРС.

1.2 Продолжительность ОПИ на добывающей скважине № 501 составила 22 суток, из них 14 суток с подачей реагента ПарМастер 2020 марка А со средним удельным расходом 1032 г/т, 8 суток – без подачи реагента. Следует отметить, что за время проведения испытаний между обработками колонны НКТ с помощью ГНКТ, тепловые обработки лифта (1 раз в 7 суток) не

проводились, при этом запарафинивание лифта скважины не выявлено. Подача реагента ПарМастер 2020 марка А на добывающей скважине № 501 была прекращена 25.09.2020 г. по причине застывания реагента в связи с понижением температуры окружающей среды в ночное время до отрицательных значений (фактическая температура застывания реагента ПарМастер 2020 марка А составляет 0 °С). Увеличение межочистного периода работы добывающей скважины № 501 на величину, равную 7 суток, в сравнении с проводимыми мероприятиями по борьбе с образованием АСПО во внутрискважинном оборудовании, достигнуто.

2. Анализ результатов проведенного аналитического контроля показывает, что обработка реагентом ПарМастер 2020 марка А продукции добывающих скважин №№ 517 и 501 обеспечивает многократное снижение значений предела текучести и пластической вязкости скважинной продукции по сравнению с необработанной нефтью в области исследуемых температур, что положительно влияет на повторный запуск добывающей скважины после её остановки и сокращению времени выхода скважины на запланированный режим. Дозирование указанного реагента в затрубное пространство скважины, оборудованной УЭЦН, способствует увеличению межочистного периода работы скважины не только за счет снижения интенсивности образования органических отложений парафинового типа во внутрискважинном оборудовании, но и улучшения структурно-механических свойств высокопарафинистой нефти в области низких температур.

3. По результатам ОПИ реагент ПарМастер 2020 марка А рекомендуется к подконтрольному промышленному применению в летний период (с мая по сентябрь) при добыче высокостывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения, со средним удельным расходом 1000 г/т в пересчете на нефть.

4. В зимний период (с октября по апрель) рекомендуется продолжить ОПИ ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка С. Температура застывания реагента ПарМастер 2020 марка С составляет минус 40 °С. Рекомендуемая оптимальная дозировка реагента ПарМастер 2020 марка С при его подаче в затрубное пространство добывающих скважин в условиях Кыртаельского месторождения с целью снижения высокотемпературной вязкости нефти эйфельского яруса определяется в ходе ОПИ.

5. В качестве технических средств при добыче высокостывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} Кыртаельского месторождения рекомендуется использовать систему капиллярной подачи ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марок А и С на прием погружного ЭЦН, а также применение установок дозирования химреагентов с электрообогревом расходной емкости. Выбор скважины-кандидата осуществляется на основе анализа фактических данных о температурном режиме работы погружного насосного оборудования, согласно которым температура на приеме ЭЦН должна быть не ниже +65,0 °С.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является законченной научно-квалификационной работой, в которой изложены новые научно-обоснованные технологические решения и разработки, направленные на повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных погружными ЭЦН, при разработке многопластовых месторождений высокопарафинистой нефти.

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие основные выводы:

1. Анализ эффективности эксплуатации скважин при добыче высокозастывающей аномальной нефти (с содержанием парафина свыше 30 % масс.) на многопластовых месторождениях Тимано-Печорской провинции показывает, что мероприятия, проводимые с целью предупреждения образования и удаления органических отложений во внутрискважинном оборудовании, несмотря на определенные успехи в данном направлении, не позволяют в полной мере предупредить возникновение осложнений и минимизировать их последствия.

2. Разработаны методика специальных реологических исследований высокопарафинистой нефти и программа автоматизированной обработки вязкостно-температурных характеристик нефти для оценки фазового состояния в ней парафинов, позволяющие обоснованно подходить к решению инженерно-технических задач, связанных с расчетом кривых распределения давления по стволу скважины при выборе скважинного оборудования и его режимов работы с учетом вязкостно-температурной поправки, определением глубины начала образования отложений парафина в скважине в зависимости от подачи насоса.

3. Исследовано влияние режимных параметров работы скважины на условия образования органических отложений парафинового типа с помощью построенной модели движения высокопарафинистой нефти по стволу скважины с применением анализа системы «пласт-скважина-насос». Выявлена область эффективного применения метода штуцирования как способа борьбы с образованием АСПО. Анализ результатов численного моделирования свидетельствует о возможности эффективного применения технологии ОРД высокопарафинистой нефти из продуктивных пластов D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения.

4. Разработан и рекомендуется к практическому применению ингибитор парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А, представляющий собой водную дисперсию амфифильного полимера, получаемого по технологии контролируемой радикальной полимеризации. Обработка высокозастывающей аномальной нефти реагентом ПарМастер 2020 марка А в диапазоне дозировок от 500 до 1000 г/т и температуре ввода не ниже +65,0 °С способствует существенному снижению интенсивности образования органических отложений парафинового типа, температуры застывания нефти и

кардинальному изменению её реологического поведения, обеспечивая при этом многократное снижение величины предельного напряжения сдвига, значений эффективной вязкости исходной НДС и прочности образующихся в ней пространственных структур кристаллизационного типа в области температур ниже температуры фазового перехода парафина в нефти.

5. Разработана и предлагается к промышленным испытаниям комплексная технология предупреждения образования АСПО при добыче высокопарафинистой нефти в условиях Кыртаельского месторождения, основанная на применении специального внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации продуктивных залежей D_{2st} и D_{2ef} , системы капиллярной подачи реагента ПарМастер 2020 марка А на прием нижней насосной установки, предназначенной для добычи высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} , и выборе режима работы скважины с учетом особенностей реологического поведения высокопарафинистых нефтей при разных температурных условиях и режимах течения. Применение разработанного комплекса технологических решений позволит значительно снизить риски возникновения осложнений, связанных с интенсивным образованием во внутрискважинном оборудовании органических отложений, повысит межочистной и межремонтный периоды работы добывающих скважин.

6. По результатам промышленных испытаний, проведенных на добывающих скважинах Кыртаельского месторождения, установлено, что подача реагента ПарМастер 2020 марка А в затрубное пространство скважины, оборудованной ЭЦН, способствует увеличению межочистного периода работы скважины на величину, равную 7 сут, в сравнении с проводимыми мероприятиями по борьбе с образованием АСПО. Достигнутый эффект обусловлен снижением интенсивности образования АСПО во внутрискважинном оборудовании и улучшением структурно-механических свойств высокопарафинистой нефти в области низких температур. Данный реагент рекомендуется к подконтрольному промышленному применению в летний период (с мая по сентябрь) при добыче высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} со средним удельным расходом 1000 г/т в пересчете на нефть.

7. Перспективы дальнейшей разработки темы диссертационного исследования связаны с совершенствованием существующих и разработкой новых методов и технологий борьбы с органическими отложениями при добыче высокопарафинистой нефти в условиях Крайнего Севера. Одним из перспективных направлений совершенствования методов борьбы с АСПО на современном этапе развития отечественной нефтяной промышленности является разработка комплексных технологий, основанных на сочетании технологического и химического способов предупреждения образования органических отложений.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения
ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы
КИН – коэффициент извлечения нефти
КРС – капитальный ремонт скважин
КЦДНГ – комплексный цех по добыче нефти и газа
МВИ – методика выполнения измерений
МДСА – механизм по депарафинизации скважин автоматический
ММВ – межмолекулярное взаимодействие
МОП – межочистой период
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
НГП – нефтегазоносная провинция
НД – нормативный документ
НДС – нефтяная дисперсная система
НКТ – насосно-компрессорные трубы
ОПИ – опытно-промысловые испытания
ОРД – одновременно-раздельная добыча
ОРЗ – одновременно-раздельная закачка
ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация
ПАВ – поверхностно-активное вещество
СНС – статическое напряжение сдвига
ССЕ – сложная структурная единица
ТПП – территориально-производственное предприятие
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса
ЭЦН – электроцентробежный насос

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллин, Р.А. Борьба с отложениями парафина в подъёмной колонне и устьевом оборудовании нефтяных скважин в условиях промыслов Татарии: Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Абдуллин Равгат Ахметович. – М.: Гос. комитет по топливной промышленности при Госплане СССР, Институт геологии и разработки горючих ископаемых, Татарский нефтяной НИИ, 1962. – 30 с.
2. Авторское свидетельство №907277 СССР, (51)М, Кл³ К17Д1/18. Способ подготовки высоковязкой парафинистой нефти к транспорту / П.В. Жуйко, А.А. Владимиров; заявл. 30.04.81, опубл. 07.01.83; бюл. № 1.
3. Агаев, С.Г. Влияние поверхностно-активных веществ на поведение дисперсных систем нефтяных твердых углеводородов в электрическом поле: Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Агаев Славик Гамид оглы. – М.: Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина, 1972. – 25 с.
4. Агаев, С.Г. Ингибиторы парафиновых отложений бинарного действия / С.Г. Агаев, А.Н. Гребнев, Е.О. Землянский // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 9. – С. 46-52.
5. Агафонов, Г.В. ТЭК России: современное состояние и взгляд в будущее / Г.В. Агафонов, Е.Д. Волкова, Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 1999. – 312 с.
6. Александров, А.Н. Исследование реологических свойств высокопарафинистой нефти / **А.Н. Александров**, М.К. Рогачев, И.Р. Раупов // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 6. – С. 52-62.
7. Александров, А.Н. Методика реологических исследований нефти для оценки фазового состояния в ней парафинов / **А.Н. Александров**, М.К. Рогачев // «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям»: материалы VI Международной Конференции «NANOTECHNOILGAS-2018» в г. Москва 20-21 ноября 2018 г. в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – М.: ОАО «Творческая Мастерская», 2018. – С. 184-191.
8. Александров, А.Н. Методика реологических исследований нефти для оценки фазового состояния в ней парафинов / **А.Н. Александров** // Материалы XI Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых». – Пермь: ПНИПУ, 2018. – С. 113-116.
9. Александров, А.Н. Моделирование образования твердых органических частиц в высокопарафинистой пластовой нефти / **А.Н. Александров**, М.А. Кищенко, М.К. Рогачев // Научно-технический журнал «Инженер-Нефтяник». – 2018. – № 2. – С. 42-49.

10. Александров, А.Н. Определение температуры насыщения модельных растворов нефти парафином / **А.Н. Александров**, М.К. Рогачев // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 6 (60). – Ч.2. – С. 103-108.
11. Александрова, Э.А. Исследование структурообразования в парафинсодержащих системах при понижении температуры: Автореф. дис. ... канд. хим. наук / Александрова Эльвира Александровна. – М.: МГУ, 1971. – 20 с.
12. Аржиловский, А.В. Научные аспекты совместной разработки пластов и технологий ОРЭ (ОРЗ): Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Аржиловский Андрей Владимирович. – Уфа: ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов», 2012. – 27 с.
13. Бабалян, Г.А. Борьба с отложениями парафина / Г.А. Бабалян. – М.: Недра, 1965. – 340 с.
14. Барышников, А.В. Регулирование разработки Приобского месторождения с применением технологии одновременно-раздельной закачки воды / А.В. Барышников, А.Н. Янин. – Тюмень-Курган: издательство «Зауралье», 2013. – 344 с.
15. Белонин, М.Д. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов (и др.). – С.-Петербург: Недра, 2004. – 396 с.
16. Бешагина, Е.В. Состав и структурно-реологические свойства асфальтосмолопарафиновых отложений в зависимости от условий их образования и химического типа нефти: Автореф. дис. ... канд. хим. наук / Бешагина Евгения Владимировна. – Томск: Институт химии нефти СО РАН, 2009. – 22 с.
17. Билалова, Г.А. Применение новых технологий в добыче нефти / Г.А. Билалова, Г.М. Билалова. – Волгоград: издательский дом «Ин-фолио», 2009. – С. 36-59.
18. Богомолов, А.И. Химия нефти и газа: учебное пособие для вузов / А.И. Богомолов, А.А. Гайле, В.В. Громова. – СПб.: Химия, 1995. – 448 с.
19. Борсуцкий, З.Р. Исследование механизма магнитной обработки нефтей на основе результатов лабораторных и промысловых испытаний / З.Р. Борсуцкий, С.Е. Ильясов // Нефтепромысловое дело: НТЖ. – М.: ВНИИОЭНГ, 2002. – № 8. – С. 28-37.
20. Васечкин, А.А. Ингибирование асфальтосмолопарафиновых отложений из обводненных нефтей (на примере месторождений Волгоградской области): Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Васечкин Алексей Андреевич. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 25 с.
21. Волков, Л.Ф. Добыча и промысловый сбор парафинистых нефтей / Л.Ф. Волков, Я.М. Каган, В.Х. Латыпов. – М.: Недра, 1970. – 185 с.
22. Гаврилюк, Ю.А. Опыт применения стеклопластиковых НКТ на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» / Ю.А. Гаврилюк, А.А. Агафонов, Д.А. Назаров, В.К. Миллер // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». – 2014. – № 1. – С. 44-48.

23. Ганеева, Ю.М. Асфальтеновые наноагрегаты: структура, фазовые превращения, влияние на свойства нефтяных систем / Ю.М. Ганеева // Успехи химии. – 2011. – Т. 80, № 10. – С. 1034-1050.
24. Ганеева, Ю.М. К вопросу о классификации асфальтосмолопарафиновых отложений / Ю.М. Ганеева, Д.А. Халикова, Т.Н. Юсупова // Технологии нефти и газа. – 2008. – № 1. – С. 10-13.
25. Ганеева, Ю.М. Надмолекулярная структура высокомолекулярных компонентов нефти и ее влияние на свойства нефтяных систем: Автореф. дис. ... докт. хим. наук / Ганеева Юлия Муратовна. – Казань: ИОФХ им. А.Е. Арбузова Казанского НЦ РАН, 2013. – 42 с.
26. Герштанский, О.С. Интенсификация добычи высокопарафинистой нефти на поздней стадии разработки многопластовых месторождений Казахстана: Автореф. дис. ... докт. техн. наук / Герштанский Олег Сергеевич. – М.: ВНИИ им. А.П. Крылова (ОАО «ВНИИнефть»), 2005. – 52 с.
27. Гетьман, А.В. Эффективная защита труб осложненного фонда скважин внутренним полимерным покрытием серии ТС3000 / А.В. Гетьман // Инженерная практика. – 2014. – № 2. – С. 66-71.
28. Глазунов, А.М. Влияние природы депрессорных присадок на их эффективность в дизельных топливах / А.М. Глазунов, С.В. Гульятеев, С.Г. Агаев // Материалы конференции «Успехи современного естествознания». – 2005. – С. 50-52.
29. Глущенко, В.Н. Предупреждение и устранение асфальтосмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия / В.Н. Глущенко, М.А. Силин, Ю.Г. Герин. – М.: Интерконтакт Наука, 2009. – 475 с.
30. Головкин, С.Н. Эффективность применения растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений в добыче нефти / С.Н. Головкин, Ю.В. Шамрай, И.В. Гусев и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1984. – 66 с.
31. ГОСТ 10227-86 «Топлива для реактивных двигателей. Технические условия». – М.: Стандартинформ, 2005. – 34 с.
32. ГОСТ 11851-85 «Нефть. Метод определения парафина». – М.: Стандартинформ, 2006. – 24 с.
33. ГОСТ 23683-89 «Парафины нефтяные твердые. Технические условия». – М.: Стандартинформ, 2007. – 14 с.
34. ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия: Госстандарт России». – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 10 с.

35. Гришин, А.П. О кристаллизации, структурном застывании и гистерезисе в растворах парафина с добавками поверхностно-активных веществ / А.П. Гришин, П.А. Ребиндер, Э.А. Александрова, З.Н. Маркина. – М.: ДАН СССР, 1970. – Т. 194. – № 4. – С. 850-853.
36. Губин, В.Е. Некоторые вопросы гидравлического расчета трубопроводов для вязких и вязкопластичных нефтей и нефтепродуктов: Автореф. дис. ... докт. техн. наук / Губин Виктор Евдокимович. – М.: Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина, 1972. – 18 с.
37. Гуськова, И.А. Анализ применения механических методов борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО) в ОАО «Татнефть» / И.А. Гуськова, Д.Р. Гильманова // Геология, география и глобальная энергетика. – 2010. – № 2 (37). – С.160-162.
38. Девликамов, В.В. Аномальные нефти / В.В. Девликамов, З.А. Хабибуллин, М.М. Кабиров. – М.: Недра, 1975. – 168 с.
39. Дияшев, Р.Н. Совместная разработка нефтяных пластов / Р.Н. Дияшев. – М.: Недра, 1984. – 208 с.
40. Долوماتов, М.Ю. Физико-химические основы направленного подбора растворителей асфальто-смолистых веществ / М.Ю. Долوماتов, А.Г. Телин и др. // Отчет центрального научно-исследовательского института ЦНИИТЭнефтехим, 1990. – 35 с.
41. Елеманов, Б.Д. Основные проблемы разработки нефтяных месторождений, осложненных коррозией, отложениями парафина и солей (на примере месторождений Республики Казахстан: Тенгиз, Карачаганак, Узень и Жетыбай): Автореф. дис. ... докт. техн. наук / Елеманов Булат Далдаевич. – М.: ВНИИ им. А.П. Крылова (ОАО «ВНИИнефть»), 2003. – 41 с.
42. Жузе, Т.П. Механизм действия присадок, вызывающих понижение температуры застывания парафинистых нефтепродуктов / Т.П. Жузе // Коллоидный журнал. – 1951. – Т.13. – № 1. – С. 27-37.
43. Жуйко, П.В. Исследование вязкоупругих свойств нефтей месторождений Коми АССР / П.В. Жуйко, В.П. Пятибрат, Р.Е. Крейнин // Сб. ПечорНИПИнефть: Техника и технология бурения и добычи нефти на месторождениях Тимано-Печорской провинции. – М.: ВНИИОЭНГ, 1984. – С. 42-47.
44. Жуйко, П.В. Исследование методов снижения вязкости тяжелой нефти Усинского месторождения / П.В. Жуйко, А.А. Владимиров, П.Г. Филиппов, О.Б. Иванов // Сб. ПечорНИПИнефть: Проблемы освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – Вып.8. – С. 58-64.
45. Жуйко, П.В. К вопросу расчета реологических свойств газонасыщенных нефтей, обладающих неньютоновскими свойствами / П.В. Жуйко // Сб. ПечорНИПИнефть: Проблемы

освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – Вып.6. – С. 87-93.

46. Жуйко, П.В. О темпе охлаждения нефтей после термообработки / П.В. Жуйко, Г.М. Кравченко, С.В. Соколова, Т.П. Смирнова // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. РНТС. – 1978. – № 4. – С. 3-4.

47. Жуйко, П.В. Разработка принципов управления реологическими свойствами аномальных нефтей: дис. ... докт. техн. наук / Жуйко Петр Васильевич. – Ухта: ПечорНИПИнефть ОАО «ЛУКОЙЛ-Коми», 2003. – 316 с.

48. Заббаров, Р.Г. Совершенствование одновременно-раздельной эксплуатации пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений: Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Заббаров Руслан Габделракибович. – Бугульма: ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть», 2009. – 26 с.

49. Ибрагимов, Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1986. – 240 с.

50. Ибрагимов, Н.Г. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков. – Уфа: ООО Изд-во науч.-техн. лит. «Монография», 2003. – 302 с.

51. Ибрагимов, Н.Г. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Н.Г. Ибрагимов, В.П. Тронов, И.А. Гуськова. – М.: Нефтяное хозяйство, 2010. – 240 с.

52. Иванова, И.К. Физико-химические подходы к выбору эффективных растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений: Автореф. дис. ... докт. хим. наук / Иванова Изабелла Карловна. – Якутск: Институт химии нефти СО РАН, 2020. – 47 с.

53. Иванова, Л.В. Регулирование низкотемпературных свойств нефтяных систем разного уровня сложности: дис. ... докт. хим. наук / Иванова Людмила Вячеславовна. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016. – 323 с.

54. Иктисанов, В.А. Реологические исследования парафинистой нефти при различных температурах / В.А. Иктисанов, К.Г. Сахабутдинов // Коллоидный журнал. – 1999. – Т. 61. – № 6. – С. 776-779.

55. Ильин, А.Н. Высокопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных изменений их свойств / А.Н. Ильин, Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 1. – С. 268-284. – Режим доступа: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Iiin/Iiin_1.pdf

56. Казаков, А.А. Результаты внедрения технологии ООО «Каскад» для очистки скважин от парафиновых отложений на Харьгинском месторождении / А.А. Казаков, Ю.Г. Юнин, А.Н. Вишняков // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 117-119.

57. Казакова, Л.П. Твердые углеводороды нефти / Л.П. Казакова. – М.: Химия, 1986. – 176 с.

58. Каменщиков, Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин / Ф.А. Каменщиков. – М. - Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 254 с.
59. Каналин, В.Г. Методика и практика выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях / В.Г. Каналин, Л.Ф. Дементьев. – М.: Недра, 1982. – 233 с.
60. Каналин, В.Г. Особенности выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях / В.Г. Каналин // Тематические научно-технические обзоры. Серия «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1973. – 80 с.
61. Кирсанов, Е.А. Неньютоновское поведение структурированных систем / Е.А. Кирсанов, В.Н. Матвиенко. – М.: ТЕХНОСФЕРА, 2016. – 384 с.
62. Кищенко, М.А. Моделирование процесса образования органических отложений парафинового типа при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами / М.А. Кищенко, **А.Н. Александров**, М.К. Рогачев, Е.А. Кибирев // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 5 (65). – С. 29-34.
63. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. – М.: ЕСОЭН, 2016. – 323 с.
64. Кондрашева, Н.К. Сравнительная оценка структурно-механических свойств тяжелых нефтей Тимано-Печорской провинции / Н.К. Кондрашева, Ф.Д. Байталов, А.А. Бойцова // Записки Горного института. – 2017. – Т.225. – С. 320-329.
65. Копытов, М.А. Получение темных нефтеполимерных смол и их использование в качестве депрессорных присадок для нефти: Автореф. дис. ... канд. хим. наук / Копытов Евгений Александрович. – Томск: ИХН СО РАН, 2006. – 23 с.
66. Кочкина, Ю.В. Условия формирования залежей углеводородов южной части Печоро-Кожвинского мегавала Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна: дис. ... канд. геол.-минер. наук / Кочкина Юлия Вячеславовна. – Ухта: Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, 2017. – 158 с.
67. Крупин, Г.Г. Комплексный подход к удалению АСПО в добывающих скважинах Кыртаельского месторождения / Г.Г. Крупин // Инженерная практика. – 2017. – № 3. – С. 16-17.
68. Кулиев, А.М. Химия и технология присадок к маслам / А.М. Кулиев. – М.: Химия, 1972. – 360 с.
69. Куранов, А.В. Невостребованные нефтегазовые объекты Тимано-Печорской провинции, их углеводородный потенциал и перспективы вовлечения в освоение: дис. ... канд. геол.-минер. наук / Куранов Андрей Васильевич. – Ухта: ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», 2015. – 261 с.

70. Кучумов, Р.Я. Анализ и моделирование эффективности эксплуатации скважин, осложненных парафиноотложениями / Р.Я. Кучумов, М.Ф. Пустовалов, Р.Р. Кучумов. – М.: ВНИИОНГ, 2005. – 186 с.
71. Литвинец, И.В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем: Автореф. дис. ... канд. хим. наук / Литвинец Ирина Валерьевна. – Томск: Институт химии нефти СО РАН, 2015. – 23 с.
72. Люшин, С.Ф. Борьба с отложениями парафина при добыче нефти / С.Ф. Люшин, В.А. Рассказов, Д.М. Шейх-Али. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 150 с.
73. Лялин, С.В. Использование твердых ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений / С.В. Лялин, В.Д. Собянин, А.М. Кречетов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 2. – С. 77-78.
74. Ляпков, П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине / П.Д. Ляпков. – М.: МИНГ, 1987. – 69 с.
75. Мазепа, Б.А. Защита нефтепромыслового оборудования от парафиновых отложений / Б.А. Мазепа. – М.: Недра, 1972. – 117 с.
76. Мазепа, Б.А. Парафинизация нефтесборных систем и промыслового оборудования / Б.А. Мазепа. – М.: Недра, 1966. – 182 с.
77. Малкин, А.Я. Реология: концепции, методы, приложения / А.Я. Малкин, А.И. Исаев // Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2007. – 560 с.
78. Маркин, А.Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
79. Марьин, В.И. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор / В.И. Марьин, В.А. Акчурин, А.Г. Демахин. – Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. – 156 с.
80. Матвиенко, В.Н. Реологические свойства высокопарафинистой нефти и кристаллизация нефтяных n-алканов в присутствии депрессантов / В.Н. Матвиенко. Е.А. Кирсанов, С.В. Ремизов, И.Л. Волочкова // Вестник Московского Университета. – 1996. – Т. 37. – № 1. – С. 78 - 86.
81. Мирзаджанзаде, А.Х. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Г. Ковалев, Ю.В. Зайцев. – М.: Недра, 1972. – 198 с.
82. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2003. – 816 с.
83. Мохов, М.А. Разработка методики расчета процесса движения трехфазных смесей (нефть-вода-газ) в вертикальных трубах: дис. ... канд. техн. наук / Мохов Михаил Альбертович.

– М.: Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина, 1984. – 160 с.

84. Мурсалова, М.А. Разработка и применение способов борьбы с парафиноотложениями на нефтегазовых месторождениях / М.А. Мурсалова, Н.Г. Эфендиев, Н.Н. Кязимова. – М.: ВНИИЭгазпром, 1986. – 48 с.

85. Мухаметзянов, И.З. Структурная организация макромолекулярных ассоциатов в нефтяных средах / И.З. Мухаметзянов. – М.: Химия, 2003. – 156 с.

86. Нагимов, Н.М. Коллоидно-химические свойства углеводородных растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений / Н.М. Нагимов, А.В. Шарифуллин, В.Г. Козин // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 11. – С. 79-81.

87. Нелюбов Д.В. Разработка композиционных ингибиторов образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефти на основе изучения взаимосвязи их состава и адгезионных свойств: дис. ... канд. техн. наук / Нелюбов Дмитрий Владимирович. – Тюмень, 2014. – 153 с.

88. Николаев, В.М. Влияние давления и газонасыщенности нефти на температуру начала кристаллизации парафина / В.М. Николаев, В.И. Белоусов, Е.И. Безруков // Сб. «Борьба с отложениями парафина». – М.: Недра, 1965. – С. 107-114.

89. Николаев, О.С. Пятилетний опыт применения компоновок ОРЭ и их эволюция / О.С. Николаев // Инженерная практика. – 2015. – № 12. – С. 16-25.

90. Патент № 2285034 Российская Федерация С10L 1/18, «Депрессорная присадка комплексного действия» / И.В. Прозорова, В.Г. Бондалетов, М.А. Копытов [и др.]; заявл. 16.08.2004; опубл. 10.10.2006, бюл. № 28. Институт химии нефти СО РАН, Томский политехнический университет. – Заявка № 2004125001/04. – 6 с.

91. Патент № 2569426 Российская Федерация МПК E21B 37/02, Механизм депарафинизации скважин автоматический МДСА (Варианты) / В.Е. Александров, А.В. Александров; заявл. 08.09.2014; опубл. 27.11.2015, бюл. № 33. Александров В.Е. – Заявка № 2014136495/03. – 21 с.

92. Патент № 2766996 Российская Федерация МПК E21B 37/06, Способ борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высоkozастывающей аномальной нефти / **А.Н. Александров**, М.К. Рогачев, В.Т. Нгуен, В.И. Акшаев; заявл. 19.05.2021; опубл. 16.03.2022, бюл. № 8. Санкт-Петербургский горный университет. – Заявка № 2021114120. – 25 с.

93. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.

94. Петрова, А.А. О механизме действия депрессоров / А.А. Петрова, М.И. Шахпаронов, А.П. Гришин // Вестник Московского университета, «Химия». – 1966. – Сер. 2. – № 3. – С. 18-23.
95. Поконова, Ю.В. Химия высокомолекулярных соединений нефти / Ю.В. Поконова. – Л.: Изд. Ленинградского университета, 1980. – 171 с.
96. Протасов, В.Н. Методологические основы выбора материалов полимерных покрытий для предотвращения образования значительных отложений парафинов и минеральных солей на внутренней поверхности нефтегазопроводных труб / В.Н. Протасов, А.В. Мурадов // Территория Нефтегаз. – 2008. – № 3. – С. 36-43.
97. Рогачев, М.К. Борьба с отложениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295 с.
98. Рогачев, М.К. Обоснование комплексной технологии предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокопарафинистой нефти погружными электроцентробежными насосами из многопластовых залежей / М.К. Рогачев, **А.Н. Александров** // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250. – С. 596-605. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.13
99. Рогачев, М.К. Реология нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие / М.К. Рогачев, Н.К. Кондрашева. – Уфа: УГНТУ, 2000. – 89 с.
100. Сафиева, Р.З. Физикохимия. Физико-химические основы технологии переработки нефти / Р.З. Сафиева. – М.: Химия, 1998. – 448 с.
101. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018615299 Российская Федерация, «Программа автоматизированной обработки вязкостно-температурных характеристик нефти для оценки фазового состояния в ней парафинов» / **А.Н. Александров**, М.К. Рогачев, В.М. Лавренчук; заявл. 15.03.2018; зарегистр. 04.05.2018; опублик. 04.05.2018, бюл. № 5. Санкт-Петербургский горный университет.
102. Сергиенко, С.Р. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти. Смолы и асфальтены / С.Р. Сергиенко, Б.А. Таимова, Е.Н. Талалаев. – М.: Наука, 1979. – 269 с.
103. Сизая, В.В. Химические методы борьбы с отложениями парафина / В.В. Сизая // Обзор зарубежной литературы. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 41 с.
104. Спейт, Дж. Термические превращения асфальтенов / Дж. Спейт // Нефтехимия. – 1989. – Т. 29. – № 6. – С. 723-730.
105. Стручков, И.А. Обоснование технологии предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах с использованием поверхностно-активных веществ: дис. ... канд. техн. наук / Стручков Иван Александрович. – СПб.: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2016. – 144 с.

106. Сюняев, З.И. Нефтяные дисперсные системы / З.И. Сюняев, Р.З. Сафиева, Р.З. Сюняев. – М.: Химия, 1990. – 226 с.
107. Таранова, Л.В. Сложноэфирные депрессорные присадки и их композиции для высокопарафинистых нефтепродуктов: Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Таранова Л.В. – Тюмень: Тюменский индустриальный институт им. Ленинского комсомола, 1987. – 21 с.
108. Тертерян, Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам, маслам / Р.А. Тертерян. – М.: Химия, 1990. – 236 с.
109. Тетельмин, В.В. Реология нефти: учеб. издание / В.В. Тетельмин, В.А. Язев. – М.: Граница, 2009. – 256 с.
110. Тронов, В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1970. – 192 с.
111. Тронов, В.П. Некоторые вопросы механизма парафинизации промышленного оборудования и использование защитных покрытий для борьбы с отложениями парафина: Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Тронов В.П. – М.: Гос. Комитет нефтедобывающей промышленности при Госплане СССР, Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт (ВНИИ), 1964. – 26 с.
112. Туманян, Б.П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем / Б.П. Туманян. – М.: ООО «ТУМАГРУПП», Издательство «Техника», 2000. – 336 с.
113. Турбаков, М.С. Обоснование и выбор технологий предупреждения и удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений в скважинах (на примере нефтяных месторождений Пермского Прикамья): Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Турбаков Михаил Сергеевич. – СПб.: Санкт-Петербургский государственный горный университет, 2011. – 20 с.
114. Унгер, Ф.Г. Природа дисперсий в нефтеподобных системах / Ф.Г. Унгер, Л.И. Андреева, О.П. Ким, В.А. Мартынова // Сибирский химический журнал. – 1992. – № 1. – С. 38-42.
115. Унгер, Ф.Г. Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов / Ф.Г. Унгер, Л.Н. Андреева. – Новосибирск: Наука, 1995. – 192 с.
116. Усенков, А.В. Анализ эффективности технологий воздействия на осложненный фонд скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЬ» / А.В. Усенков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 8. – С. 83-88.
117. Филимонова, И.В. Нефтегазовый комплекс России – 2019: в 4 ч. / И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная (и др.). – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2020. – Часть 1. Нефтяная промышленность – 2019: долгосрочные тенденции и современное состояние. – 90 с.
118. Халикова, Д.А. Влияние высокомолекулярных парафиновых углеводородов на свойства нефтей и асфальтосмолопарафиновых отложений: Автореф. дис. ... канд. хим. наук / Халикова

Дина Абдулрафиковна. – Казань: Казанский государственный технологический университет, 2008. – 19 с.

119. Худяков, Д.А. ОРЭ скважин с применением дуальных систем. Опыт внедрения и эксплуатации / Д.А. Худяков // Инженерная практика. – 2012. – № 6. – С. 20-23.

120. Чеботников, В.А. Анализ опытно-промышленного использования греющих кабелей на месторождениях ООО «Нарьянмарнефтегаз» / В.А. Чеботников // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 62-65.

121. Челинцев, С.Н. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высокостаывающих нефтей в сложных природно-климатических условиях: дис. ... докт. техн. наук / Челинцев Сергей Николаевич. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 273 с.

122. Челинцев, С.Н. Реологические параметры высокопарафинистой нефти Коми АССР, обработанной депрессорной присадкой / С.Н. Челинцев // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1997. – № 8. – С. 3-8.

123. Челинцев, С.Н. Улучшение реологических параметров высокопарафинистых нефтей депрессорной присадкой: Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Челинцев Сергей Николаевич. – М.: Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина, 1980. – 25 с.

124. Череповицын, А.Е. Инновационный подход к освоению минерально-сырьевого потенциала Арктической зоны РФ / А.Е. Череповицын, С.А. Липина, О.О. Евсеева // Записки Горного института. – 2018. – Т. 232. – С. 438-444. DOI: 10.31897/PMI.2018.4.438

125. Черножуков, Н.И. О кристаллизации твердых углеводородов нефти / Н.И. Черножуков, В.В. Вайншток, Б.Н. Карпинин, В.Я. Зезекало // ХТТМ. – 1969. – № 3. – С. 15-18.

126. Шайдаков, В.В. Капиллярные системы для предотвращения солеотложений в нефтедобыче / В.В. Шайдаков // Инженерная практика. – 2009. – № 12. – С. 98-101.

127. Шайдаков, В.В. Физико-химическое воздействие на добываемую продукцию нефтяных скважин / В.В. Шайдаков, М.В. Голубев, Н.Н. Хазиев и др. // Нефтегазовое дело. – 2004. – № 1. – С. 10-13.

128. Шамрай, Ю.В. Предотвращение отложений парафина и асфальто-смолистых веществ в добычи нефти / Ю.В. Шамрай. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – 57 с.

129. Шерстнев, Н.М. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин / Н.М. Шерстнев, Л.М. Гурвич, И.Г. Булина и др. – М.: Недра, 1988. – 184 с.

130. Шрамм, Г. Основы практической реологии и реометрии / Г. Шрамм. – М.: КолосС, 2003. – 312 с.

131. Шульман, З.П. Конвективный теплоперенос реологически сложных жидкостей / З.П. Шульман // Энергия. – 1975. – С. 347.

132. Юрецкая, Т.В. Разработка и исследование многокомпонентных ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений: Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Юрецкая Татьяна Владимировна. – Тюмень, 2010. – 24 с.
133. Aleksandrov, A.N. Method for determining the depth of wax formation in oil production wells using electric submersible pumps / **A.N. Aleksandrov**, V.T. Nguyen // Тезисы докладов 75-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2021». – М., 2021. – Т.3. – С. 207-208.
134. Aleksandrov, A.N. Simulating the formation of wax deposits in wells using electric submersible pumps / **A.N. Aleksandrov**, M.A. Kishchenko, V.T. Nguyen // *Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals*. – London: CRC Press, 2021. – P. 283-295. DOI: 10.1201/9781003164395
135. Aleksandrov, A.N. Simulation of organic solids formation process in high-wax formation oil / **A.N. Aleksandrov**, M.K. Rogachev, T.N. Van, M.A. Kishchenko, E.A. Kibirev // *Topical Issues of Rational Use of Natural Resources*. – 2019. – Vol. 2. – P. 779-790.
136. Aleksandrov, A.N. Simulation of organic solids formation process in high-wax formation oil / **A.N. Aleksandrov**, V.T. Nguyen // *Tatarstan UpExPro 2021: материалы V Международной молодежной конференции* – Казань: Изд-во Казанского университета, 2021. – С. 211-212.
137. Azevedo, L.F.A. A critical review of the modeling of wax deposition mechanisms / L.F.A. Azevedo, A.M. Texeira // *Petroleum Science and Technology*. – 2003. – Vol. 21. – № 3-4. – P. 393-408.
138. Beloglazov, I. Modeling of heavy-oil flow with regard to their rheological properties / I. Beloglazov, V. Morenov, E. Leusheva, O.T. Gudmestad // *Energies*. – 2021. – Vol. 14(2). – P. 359-374. DOI: 10.3390/en14020359
139. Brown, K.E. Nodal systems analysis of oil and gas wells / K.E. Brown // *Journal of Petroleum Technology*. – 1985. – Vol. 37(10). – P. 1751-1763.
140. Brown, W.Y. Prevention and removal of paraffin accumulations / W.Y. Brown // *Drilling and Production Practice*. – 1940. – Vol. 37. – P. 85-96.
141. Casson, N. A flow equation for pigment-oil suspensions of the printing ink type / N. Casson // *Rheology of disperse systems*. – 1959. – P. 84-104.
142. Correra, S. Modelling of wax diffusion in crude oils: the cold finger device / S. Correra, A. Fasano, L. Fusi, M. Primicerio // *Applied Mathematical Modelling*. – 2007. – Vol. 31(10). – P. 2286-2298.
143. Coutinho, J.A. A thermodynamic model to predict wax formation in petroleum fluids / J.A. Coutinho, J. Pauly, J.L. Daridon // *Brazilian journal of chemical engineering*. – 2001. – Vol. 18(4). – P. 411-422.

144. Coutinho, J.A. Low-pressure modeling of wax formation in crude oils / J.A. Coutinho, J.L. Daridon // *Energy & Fuels*. – 2001. – Vol. 15(6). – P. 1454-1460.
145. Cross, M. Rheology of viscoelastic Fluids; Elasticity Determination from Tangential stress measurement / M. Cross // *Journal of Colloid and Interface Science*. – 1986. – Vol. 27(1). – P. 33-48.
146. Karan, K. Measurement of waxy crude properties using novel laboratory techniques / K. Karan, J. Ratulowski, P. German // In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2000, January. – P. 74-79.
147. Mullins, O. C. Advances in asphaltene science and the Yen-Mullins model / O.C. Mullins, H. Sabbah, J. Eyssautier et al. // *Energy & Fuels*. – 2012. – Vol. 26(7). – P. 3986-4003.
148. Nguyen, V.T. A new approach to improving efficiency of gas-lift wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the Dragon field / V.T. Nguyen, M.K. Rogachev, **A.N. Aleksandrov** // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2020. – Vol. 10(8). – P. 3663-3672. DOI: 10.1007/s13202-020-00976-4
149. Oliveira, M.C.K. Flow assurance study for waxy crude oils / M.C.K. Oliveira, A. Teixeira, L.C. Vieira, R.M. Carvalho, A.B.M. Carvalho, B.C. Couto // *Energy & Fuels*. – 2012. – Vol. 26(5). – P. 2688-2695. DOI: 10.1021/ef201407j
150. Schlumberger PIPESIM [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sis.slb.ru/pipesim/> (дата обращения: 15.04.18).
151. Yen, T.F. Spin excitations of bitumen's / T.F. Yen, D.K. Young // *Carbon*. – 1973. – Vol. 2. – P. 33-41.
152. Yen, T.F. Structure of petroleum asphaltene and its significance / T.F. Yen // *Energy sources*. – 1974. – Vol. 7(6). – P. 447-456.
153. Zhang, J. Advances in rheology and flow assurance studies of waxy crude / J. Zhang, Yu Bo, L. Hongying, H. Qiyu // *Petroleum Science*. – 2013. – Vol. 10(4). – P. 538-547. DOI: 10.1007/s12182-013-0305-2

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018615299

ПРОГРАММА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ОБРАБОТКИ
ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК
НЕФТИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ В НЕЙ
ПАРАФИНОВ

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Александров Александр Николаевич (RU), Рогачев Михаил
Константинович (RU), Лавренчук Владислав Максимович (RU)*

Заявка № 2018612522

Дата поступления 15 марта 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 04 мая 2018 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Патент РФ на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2766996

**СПОСОБ БОРЬБЫ С ОБРАЗОВАНИЕМ
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩЕЙ
АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Александров Александр Николаевич (RU), Рогачев Михаил Константинович (RU), Нгуен Ван Тханг (RU), Акшаев Владислав Иванович (RU)*

Заявка № **2021114120**

Приоритет изобретения **19 мая 2021 г.**

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **16 марта 2022 г.**

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **19 мая 2041 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 68b600077e14e48f0a94acbd24145d5c7
Идентификатор: **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 20.05.2022 по 26.05.2025

Ю.С. Зубов

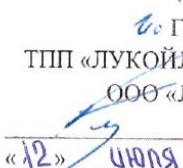


ПРИЛОЖЕНИЕ В

Акт о применении результатов диссертационного исследования (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз»)



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-Коми
ТЕРРИТОРИАЛЬНО ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ЛУКОЙЛ-УХТАНЕФТЕГАЗ»

«УТВЕРЖДАЮ»

 Главный инженер
 ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз»
 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
 А.С. Тетерин
 «12» июля 2021 г.

АКТ

о применении результатов диссертационного исследования Александрова А.Н. на тему:
 «Обоснование комплексной технологии предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокопарафинистой нефти погружными электроцентробежными насосами из многопластовых залежей», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по научной специальности 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационного исследования инженера кафедры РНГМ ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургского горного университета» Александрова Александра Николаевича были использованы в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» и послужили основой при выполнении работ по опытно-промышленным испытаниям (ОПИ) ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А, проведенных на основании результатов лабораторного тестирования, выполненного специалистами АО «Чемпион Экс-Элемент» в рамках исследований реагентов согласно пункту № 15 протокола № 102 от 26.02.2019 г.; результатов выполненных теоретических и экспериментальных исследований по разработке комплекса технологических решений, направленных на повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных погружными установками электроцентробежных насосов, при добыче высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей в условиях Крайнего Севера в рамках подготовки диссертационной работы на соискание ученой степени кандидата технических наук Александрова А.Н., а также «Программы опытно-промышленных испытаний ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А на скважинах Кыртаельского месторождения Эйфельского горизонта ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», утвержденной Главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» А.С. Тетериным от 07.08.2020 г.

По результатам проведенных ОПИ на добывающих скважинах №№ 517 и 501 Эйфельского горизонта Кыртаельского месторождения в период с 22.08.2020 по 03.10.2020 г. (представленных в отчете о проведении опытно-промышленных испытаний ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А на скважинах Кыртаельского месторождения Эйфельского горизонта ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» от 03.11.2020 г., согласованном техническим директором АО «Чемпион Экс-Элемент»

В.И. Акшасвым и утвержденном и.о. Главного инженера ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» А.В. Кулешом, г. Ухта) установлено, что:

- подача реагента ПарМастер 2020 марка А в затрубное пространство скважины, оборудованной УЭЦН, способствует увеличению межочистного периода работы добывающей скважины на величину, равную 7 суткам, в сравнении с проводимыми мероприятиями по борьбе с образованием АСПО во внутрискважинном оборудовании. За время проведения испытаний между обработками колонны НКТ с помощью ГНКТ тепловые обработки лифта (1 раз в 7 суток) не проводились, при этом запарафинивание лифта скважины не выявлено;
- обработка ингибитором парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А высокозастывающей аномальной нефти Эйфельского горизонта обеспечивает многократное снижение значений предела текучести и пластической вязкости скважинной продукции по сравнению с необработанной нефтью в области исследуемых температур, что положительно влияет на повторный запуск добывающей скважины после её остановки и сокращению времени выхода скважины на запланированный режим. Дозирование указанного реагента в затрубное пространство скважины, оборудованной УЭЦН, способствует увеличению межочистного периода работы скважины не только за счет снижения интенсивности образования органических отложений парафинового типа во внутрискважинном оборудовании, но и улучшения структурно-механических свойств высокопарафинистой нефти в области низких температур.
- реагент ПарМастер 2020 марка А рекомендуется к подконтрольному промышленному применению в летний период (с мая по сентябрь) на Эйфельском горизонте добывающих скважин Кыртаельского месторождения, со средним удельным расходом 1000 г/т в пересчете на нефть.

Результаты исследований, отраженные в диссертационной работе А.Н. Александрова, позволяют рекомендовать к проведению ОПИ на Кыртаельском месторождении комплексной технологии предупреждения образования АСПО при добыче высокозастывающей аномальной нефти (с содержанием парафина свыше 30 % масс.) из многопластовых залежей, основанной на применении специального внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов, системы капиллярной подачи разработанного ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А на прием нижней насосной установки, предназначенной для добычи высокозастывающей аномальной нефти Эйфельского горизонта, и выборе режима работы скважины с учетом особенностей реологического поведения высокопарафинистых нефтей (проявление сверханомалий вязкости и наличие структурно-механических свойств) при разных температурных условиях и режимах течения. Применение разработанного комплекса технологических решений позволит снизить риски возникновения негативных последствий, связанных с интенсивным образованием во внутрискважинном оборудовании органических отложений парафинового типа, повысит межочистной и межремонтный периоды работы добывающих скважин осложненного фонда.

Начальник ОДННРС
ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз»



А.В. Кулеш