

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*

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Санкт-Петербург – 2022

Диссертация выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор

Рогачев Михаил Константинович

Официальные оппоненты:

Гуськова Ирина Алексеевна

доктор технических наук, профессор, государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт», кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, профессор;

Лекомцев Александр Викторович

кандидат технических наук, доцент, федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», кафедра «Нефтегазовые технологии», доцент.

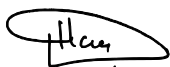
Ведущая организация – федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет», г. Самара.

Защита диссертации состоится **29 ноября 2022 г. в 15:00** на заседании диссертационного совета ГУ 2022.9 Горного университета по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я В.О. линия, д.2, ауд. № 3321.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Горного университета и на сайте www.spmi.ru.

Автореферат разослан 29 сентября 2022 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



ТАНАНЫХИН
Дмитрий Сергеевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 приходятся 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, внутрипромыслового 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., Глушенко 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, внутрипромыслового 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., Мирзаджанза-

де 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, внутрипромыслового 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 надмо-

лекулярной 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 – нефтедобывающие скважины, 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 высоkozастывающей 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 высоkozастывающей 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 высоkozастывающей 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 высоkozастывающей 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. Опытно-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-промысловым испытаниям. Получен акт о применении результатов.

Достоверность и обоснованность научных положений и рекомендаций подтверждена теоретическими, экспериментальными и опытно-промысловыми 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 углево-

дородных и рудных полезных ископаемых» в рамках VII Всероссийского молодежного форума «Нефтегазовое и горное дело» (г. Пермь, 2018 г.); VI Международной Конференции «NANOTECHOILGAS-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-промысловых 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 на изобретение и 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

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»: *Лапиной 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».

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы работы, сформулированы цель, задачи работы и научная новизна, раскрыты теоретическая и практическая значимости исследования и изложены основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе проанализированы причины и факторы, влияющие на процесс образования органических отложений в нефтепромысловом оборудовании; рассмотрены современные методы и технологии борьбы с образованием АСПО в скважинах; изложены основные положения теории образования надмолекулярной структуры высокомолекулярных компонентов нефти и её влияние на низкотемпературные свойства нефтяных дисперсных систем (НДС), представлены результаты исследований процессов кристаллизации парафиновых углеводородов и структурообразования в парафинсодержащих дисперсных системах при пониженных температурах и влиянию ПАВ на эти процессы. Выполнен анализ накопленного опыта применения методов и технологий борьбы с осложнениями, возникающими при добыче высокопарафинистой нефти в условиях Крайнего Севера.

Во второй 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.

В третьей главе приведены результаты компьютерного моделирования образования органических отложений парафинового типа при добыче высокопарафинистой нефти с использованием лицензионного программного комплекса «PIPESIM».

В четвертой главе приводится обоснование комплексной технологии предупреждения образования АСПО при добыче высокозастывающей аномальной нефти из многопластовых залежей.

В пятой главе представлены результаты опытно-промышленных испытаний разработанного ингибитора парафиноотложений с депрессорными свойствами ПарМастер 2020 марка А на скважинах Кыртаельского месторождения.

Основные результаты отражены в следующих защищаемых положениях.

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

Большинство нефтей Тимано-Печорской провинции относится к аномальным – это высокопарафинистые нефти, застывающие при положительных температурах, и тяжелые высоковязкие нефти. 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. Так, нефти продуктивных отложений среднего и верхнего девона ряда месторождений (Харьгинское, Кыртаельское, Южно-Лыжское, Восточно-Саратаюское, Восточно-Харьгинское и др.) характеризуются крайне высоким содержанием парафина (свыше 20 % масс.) и температурами застывания от +25 до +40 °С. Осложнения, возникающие при добыче высокопарафинистых нефтей, обусловлены склонностью таких нефтей к интенсивному образованию прочной пространственной структуры кристаллизацион-

ного типа в области высоких положительных температур, что приводит к их застыванию и потере подвижности.

Нефти Кыртаельского месторождения относятся к особо легким, высокозастывающим, высокопарафинистым и смолистым. 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.

Результаты исследования структурно-механических свойств высокопарафинистых безводных нефтей продуктивных залежей D_{2ef} и D_{2st} позволили выявить область температур, в которой исследуемые НДС проявляют сверханомалии вязкости. Для нефтей верхнеэфельской и старооскольской залежей при температурах выше 50,0 и 42,5 °С соответственно характерно ньютоновское поведение. Неньютоновское поведение исследуемых НДС наблюдается при температурах ниже указанных и наиболее точно описывается реологическими уравнениями Гершеля-Балкли и З.П. Шульмана, представляя собой структурированную вязкопластичную жидкость с пределом текучести. 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 послойным (сдвиговым) движением диспергированных в нефти частиц парафина, при котором одному значению напряжения сдвига соответствует три значения скорости сдвига (рисунок 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. 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. Для исследуемых нефтей установлено снижение темпера-

туры 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 (рисунок 2). 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 (рисунки 3 и 4).

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

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.

Анализ результатов численного моделирования показывает, 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 до-

бычи (ОРД) высокопарафинистой нефти из продуктивных пластов D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения.

Анализ полученных результатов исследования изменения физико-химических и структурно-механических свойств высокозастывающей аномальной нефти верхнеэйфельской залежи при её смешении со старооскольской нефтью показывает, что:

- 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 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 нефти залежи D_{2st} 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} (рисунок 5). 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 верхнеэйфельской 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 залежи D_{2ef} . Так, 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 залежи D_{2ef} . 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. Анализ вязкостно-температурных характеристик исследуемых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей показывает, 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 (рисунок 6).

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 нефти залежи D_{2ef} является крайне низкой и недостаточной. Среди химических реагентов, показавших наибольшую эффективность по методу «холодного стержня», следует выделить Difron 3970 и разработанный реагент ПарМастер 2020 марка А. Проведение дополнительного комплекса реологических исследований по выбору эффективных ингибиторов парафиноотложений позволило сделать вывод о том, что обработка исследуемой высокочастывающей 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 НДС, измеренной при различных скоростях сдвига, в области температур ниже температуры фазового перехода парафина в ней (рисунок 7 и 8).

Результаты экспериментальных исследований по оценке изменения физико-химических и структурно-механических свойств обработанных реагентом ПарМастер 2020 марка А высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей подтверждают, что с

увеличением содержания старооскольской нефти от 25 до 90 % масс. в смеси с нефтью залежи D_{2ef} наблюдается многократное увеличение величины депрессорного эффекта по сравнению с обработанной верхне-эйфельской 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 (рисунок 9). Обработка исследуемых нефтей и их смесей реагентом 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 (рисунок 10).

При добыче высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} рекомендуется использовать систему капиллярной подачи реагента 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 (рисунок 11).

На основании проведенного патентно-литературного обзора предлагается ряд перспективных компоновок глубиннонасосного оборудования (рисунок 12), которые позволят реализовать технологию ОРД высокозастывающей аномальной нефти в условиях Кыртаельского месторождения с обеспечением индивидуального контроля по каждому объекту и осуществления раздельного управления работой каждого из пластов в режиме реального времени – с замером на забое скважин давления, температуры и производительности отдельных пластов. 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 высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью (от 50/50 до 10/90 соответственно).

Опытно-промысловые испытания разработанного реагента ПарМастер 2020 марка А проводились на добывающих скважинах №№ 501 и 517 Кыртаельского месторождения по технологии постоянного дозирования в затрубное пространство с удельным расходом 1000 г/т в пересчёте на нефть. Для насыщения затрубного пространства скважин исследуемым ингибитором АСПО в первые трое суток осуществлялась дозировка химического реагента со средним удельным расходом 1500 г/т в пересчёте на нефть.

Анализ результатов проведенного аналитического контроля показывает, что обработка химическим реагентом скважинной продукции добывающих скважин №№ 501 и 517 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.

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. За время проведения испытаний между обработками колонны НКТ с применением гибких НКТ тепловые обработки лифта (1 раз в 7 сут) не проводились, при этом запарафинивание лифта скважины не выявлено.

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 ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях из Перечня ВАК:

1. 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.

2. 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.

3. Александров, А.Н. Исследование реологических свойств высокопарафинистой нефти / **А.Н. Александров**, М.К. Рогачев, И.Р. Раупов // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 6. – С. 52-62.

4. 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.

Публикации в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus:

5. 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. DOI: 10.1201/9781003014638

6. 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

7. 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

8. 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

Свидетельство и патент:

9. 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; опубл. 04.05.2018, бюл. № 5. Санкт-Петербургский горный университет.

10. Патент № 2766996 Российская Федерация МПК E21B 37/06, Способ борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокозастывающей 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. – №2021114120. – 25 с.



Рисунок 1 – Интерпретация немонотонности кривой течения высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} при температуре 30 °С

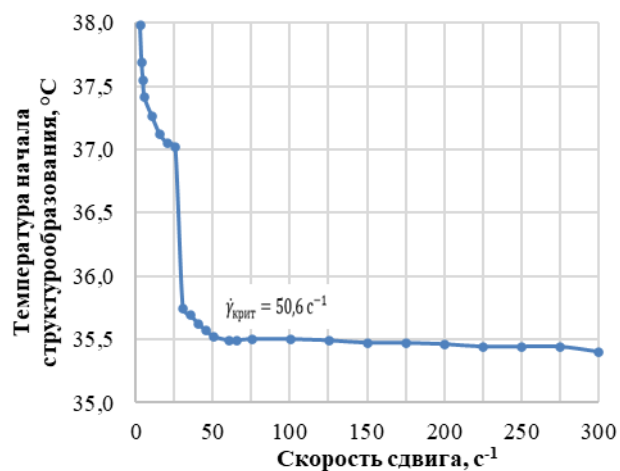


Рисунок 2 – Зависимость температуры начала структурообразования нефти залежи D_{2st} от скорости сдвига

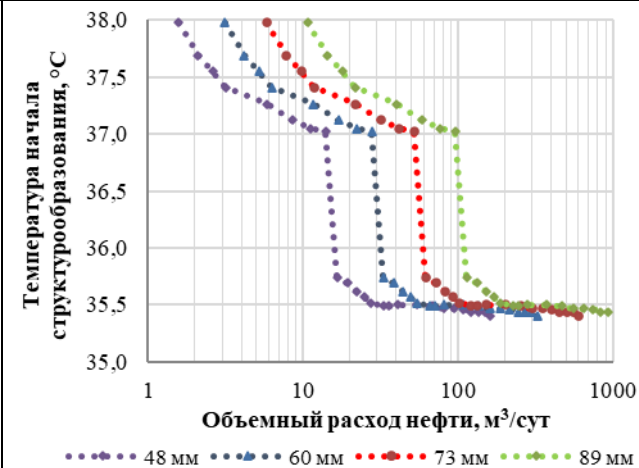


Рисунок 3 – Влияние объемного расхода верхнеэйфельской нефти на температуру начала её структурообразования в зависимости от диаметра колонны НКТ

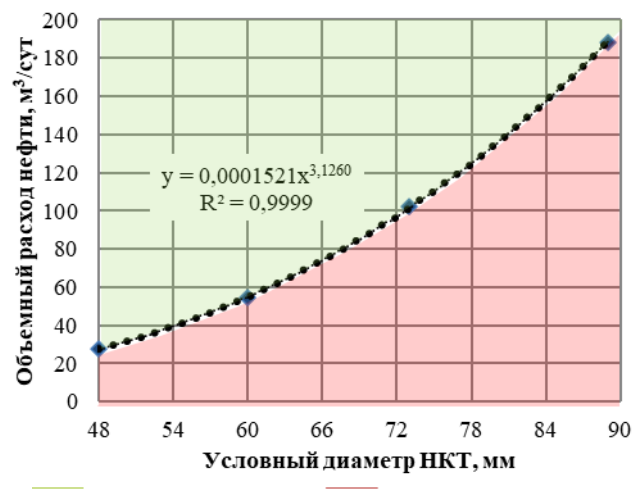


Рисунок 4 – Зависимость объемного расхода нефти залежи D_{2ef}, соответствующего критической скорости сдвига $\dot{\gamma}_{крит}$, от диаметра колонны НКТ

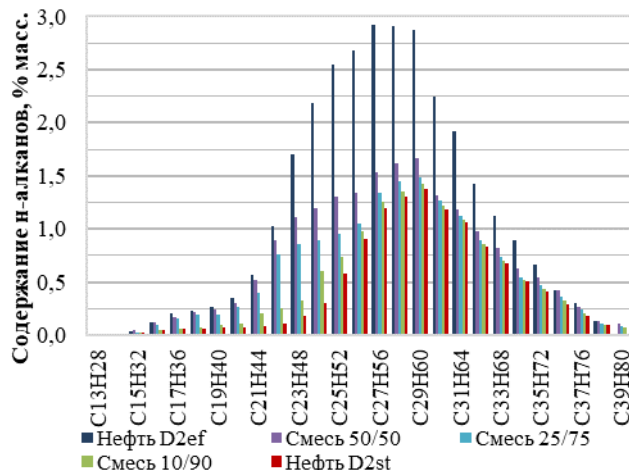


Рисунок 5 – Молекулярно-массовое распределение n-алканов в высокопарафинистых нефтях Кыртаельского месторождения и их смесях

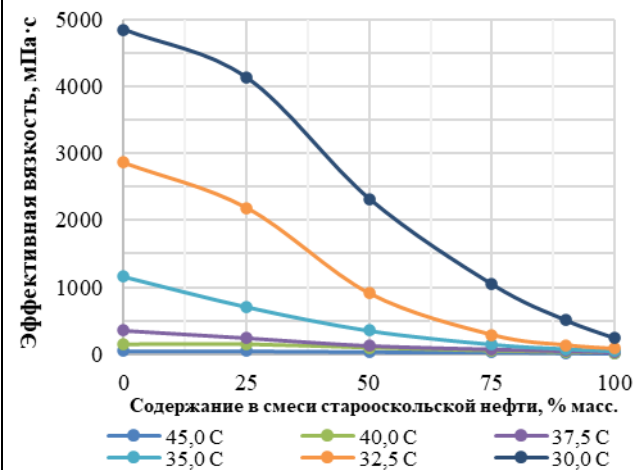


Рисунок 6 – Изменение эффективной вязкости исследуемых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей от температуры (при скорости сдвига 10,8 c⁻¹)

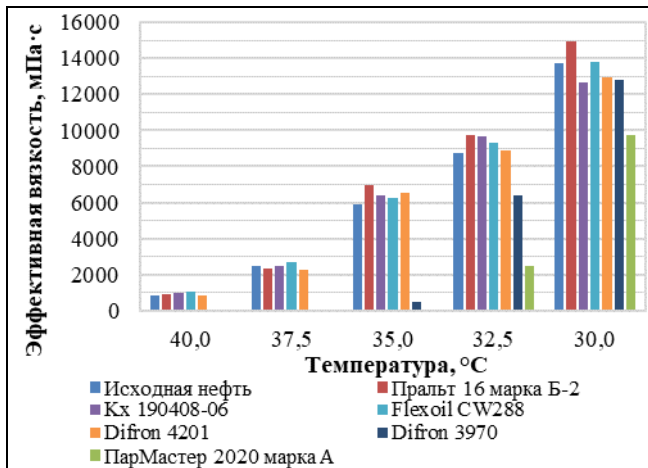


Рисунок 7 – Изменение пусковых значений эффективной вязкости исходной и обработанной химическими реагентами верхнеэйфельской нефти при дозировке 500 г/т (при скорости сдвига $2,9 \text{ c}^{-1}$)

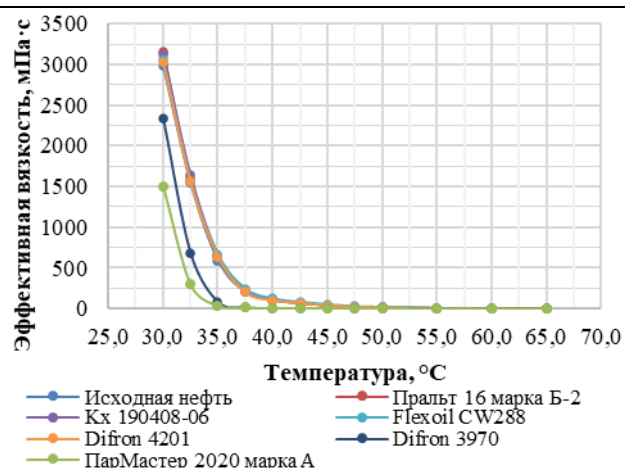


Рисунок 8 – Вязкостно-температурная характеристика исходной и обработанной химическими реагентами верхнеэйфельской нефти при дозировке 500 г/т (при скорости сдвига $20,5 \text{ c}^{-1}$)

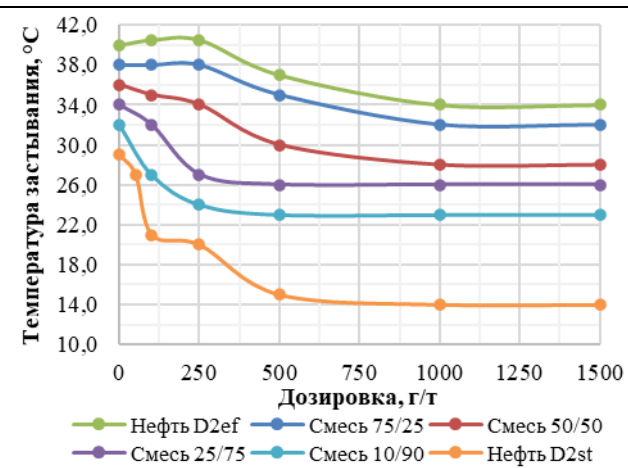


Рисунок 9 – Изменение температуры застывания исходных и обработанных реагентом ПарМастер 2020 марка А нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей при различных дозировках

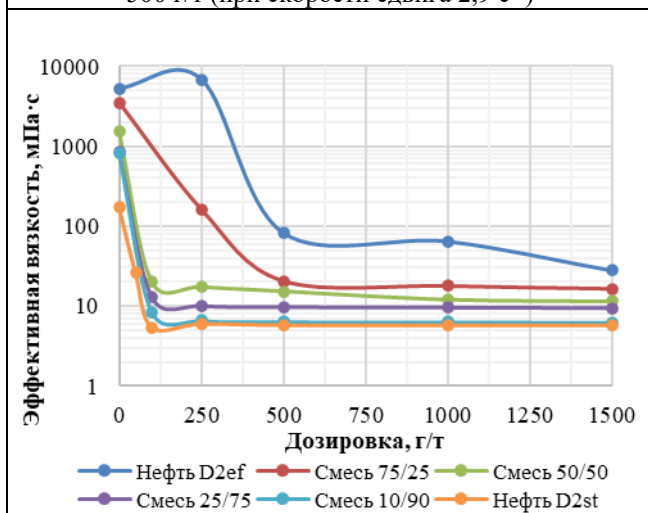


Рисунок 10 – Изменение пусковых значений эффективной вязкости исходных и обработанных реагентом ПарМастер 2020 марка А нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей при температуре $35,0 \text{ }^\circ\text{C}$

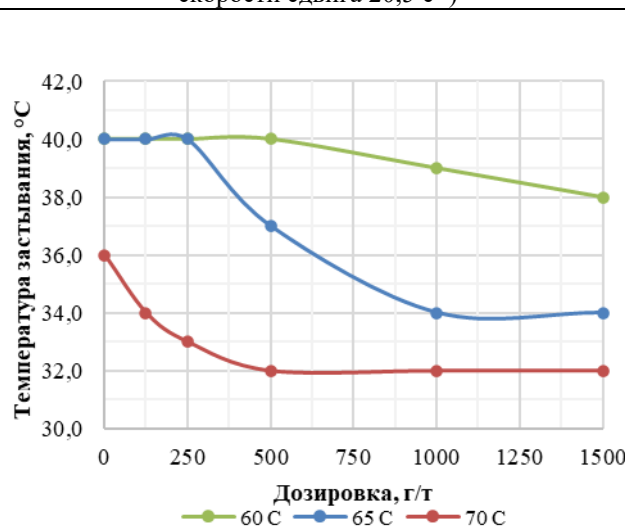
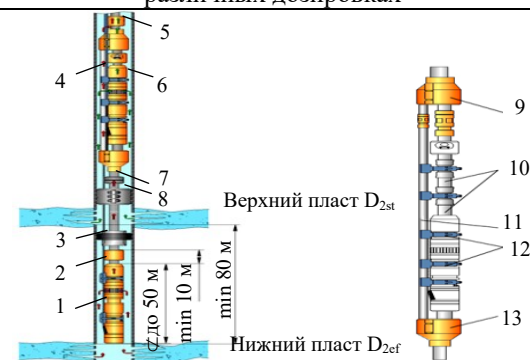


Рисунок 11 – Влияние температуры ввода реагента ПарМастер 2020 марка А на его эффективность по снижению температуры застывания нефти залежи D_{2ef}



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 12 – Схема компоновки внутрискважинного оборудования при ОРД нефти с применением дуальной системы (АО «Новомет-Пермь»)