

На правах рукописи

Воронцов Андрей Алексеевич



**ИНГИБИТОРНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ
ФОРМИРОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ
И ГАЗОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ
СКВАЖИНАХ С ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ
НАСОСАМИ**

*Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений*

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

Санкт-Петербург – 2026

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

Научный руководитель:

кандидат технических наук, доцент

Коробов Григорий Юрьевич

Официальные оппоненты:

Зейгман Юрий Вениаминович

доктор технических наук, профессор, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет», кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, профессор;

Гумеров Рустам Расулович

кандидат технических наук, общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть Научно-Технический Центр», центр компетенций по химизации, руководитель направления.

Ведущая организация – федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Югорский государственный университет», г. Ханты-Мансийск.

Защита диссертации состоится **28 апреля 2026 г. в 13:00** на заседании диссертационного совета ГУ.13 Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я В.О. линия, д.2, **аудитория № 1171**.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II и на сайте www.spmi.ru.

Автореферат разослан 27 февраля 2026 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



САВЕНОК
Ольга Вадимовна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Одной из актуальных проблем нефтедобычи в России является образование отложений на стенках скважинного оборудования. Особую сложность представляет образование газогидратных и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в нефтяных скважинах, оборудованных установками электроцентробежного насоса (УЭЦН), которое существенно осложняет процесс добычи нефти и эксплуатацию скважинного оборудования.

Исследования, проведенные в последние годы, показывают, что при определенных термобарических условиях и физико-химических факторах возможно одновременное образование АСПО и газогидратов. Это явление наблюдается в нефтяных скважинах с высоким содержанием тяжелых компонентов нефти, высоким газовым фактором и низкими температурами добываемого флюида. Актуальность проблемы возрастает при разработке месторождений в районах распространения многолетнемерзлых пород.

Одним из самых распространенных способов предотвращения формирования данных отложений в нефтяных скважинах является использование ингибиторов формирования АСПО и газогидратов. Однако современные технологии предполагают отдельный подбор ингибиторов без учета совместного образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.

В связи с этим актуальной задачей является разработка технологии предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах с электроцентробежными насосами, основанной на синергетическом эффекте от применяемых химических реагентов, с учетом режимных и термобарических характеристик потока в скважине.

Степень разработанности темы исследования. Вопросами разработки и совершенствования технологических решений проблемы образования АСПО в нефтяных скважинах занимались ученые: Р.А. Абдуллин, А.А. Абрамзон, Ш.С. Гарифуллин, В.Н. Глушченко, М.Ю. Долматов, Ю.В. Зейгман, Н.Г. Ибрагимов, Я.М. Каган, А.И. Комиссаров, Г.Ю. Коробов, С.Ф. Люшин, Б.А. Ма-

зепя, Р.А. Максutow, И.Т. Мищенко, В.Ф. Нежевенко, Н.Н. Непримеров, В.А. Рагулин, В.А. Рассказов, Ю.В. Ревизский, М.К. Рогачев, З.А. Ростэ, В.А. Сахаров, В.Н. Силян, Б.М. Сучков, А.Г. Телин, В.П. Тронов, З.А. Хабибуллин, Н.И. Хисамутдинов, и другие исследователи. Значимый научно-практический вклад в решение проблем борьбы с газогидратными отложениями внесли: З.М. Аман, Е.П. Запорожец, В.А. Истомин, В.Г. Квон, С.А. Кох, Дж. Кэрролл, М.Н. Персиянцев, И.Д. Слоан, Н.А. Шостак, В.С. Якушев и другие исследователи.

Несмотря на широкий спектр научно-исследовательских работ в области борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений, вопросы, затрагивающие особенности процессов кристаллизации газовых гидратов и фазовых переходов тяжелых компонентов нефти при пониженных температурах, а также влияния поверхностно-активных веществ (ПАВ) на эти процессы, остаются до сих пор малоизученными и требуют проведения комплекса теоретических и экспериментальных исследований.

Объект исследования – нефтяные скважины на месторождениях высокопарафинистой малосмолистой нефти, эксплуатируемые погружными электроцентробежными насосами в условиях, осложненных образованием асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.

Предмет исследования – фазовые переходы в системе нефть-газ-вода и процессы формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в объекте исследования.

Цель работы – предотвращение формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, эксплуатируемых электроцентробежными насосами, на месторождениях высокопарафинистой малосмолистой нефти.

Идея работы. Поставленная цель достигается использованием комплексного ингибирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в рассматриваемых условиях.

Задачи исследования:

1. Провести анализ условий и механизмов образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, методов борьбы с ними.

2. Выполнить математическое моделирование процесса образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах.

3. Провести анализ влияния режимных параметров скважинного оборудования (глубина спуска насоса, частота работы погружного электродвигателя (ПЭД), диаметр проходного сечения штуцера, внутренний диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ)) на глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.

4. Разработать методику лабораторных исследований процессов совместного образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.

5. Установить влияние содержания парафина в системе нефть-газ-вода на процесс образования газовых гидратов.

6. Установить влияние химических реагентов на основе ПАВ на процессы образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.

7. Разработать технологию предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах с электроцентробежными насосами, основанную на применении подобранных химических реагентов и оптимизации режимов работы скважинного оборудования.

Научная новизна работы:

1. На основе выявленной способности парафиновых углеводородов в составе нефти замедлять процесс нуклеации газовых гидратов в системе нефть-газ-вода разработана усовершенствованная математическая модель прогнозирования глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, эксплуатируемых электроцентробежными насосами.

2. Экспериментально установлено, что применение химического реагента, представляющего собой смесь блоксополимера оксидов этилена и пропилена на основе этилендиамина (45 % масс.) и метанола (55 % масс.), при концентрации 0,055 % масс. в водной фазе системы нефть-газ-вода обеспечивает снижение скорости образования газогидратных структур на 7,5 %, а также снижает равновесную температуру гидратообразования на 0,55 °С.

Соответствие паспорту специальности. Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений по пунктам:

5. Технологии и технические средства обустройства, добычи, сбора и подготовки скважинной продукции и технологические режимы их эксплуатации, диагностика оборудования и промышленных сооружений, обеспечивающих добычу, сбор, внутрипромысловый транспорт и промышленную подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки, развития научных основ, ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов с учетом гидрометеорологических, инженерно-геологических и географических особенностей расположения месторождений.

8. Разработки и усовершенствование методов эксплуатации и технической диагностики оборудования, размещенного на объектах промышленного обустройства месторождений и методов защиты их от коррозии и негативных природных факторов; прогнозирования возможных последствий при планировании, строительстве, эксплуатации и ликвидации промышленных объектов; технико-экономическое планирование и управление, расчеты создания и развития добычных территориальных комплексов.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Установлены новые закономерности влияния парафиновых углеводородов (УВ) на кинетику образования газовых гидратов в системе нефть-газ-вода. Экспериментально доказано, что парафиновые УВ в составе нефти проявляют свойства природного кинетического ингибитора гидратообразования.

2. Разработана программа ЭВМ для расчета термобарических условий в нефтедобывающей скважине при образовании органических отложений (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024619314), позволяющая прогнозировать параметры работы нефтяной скважины в условиях образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.

3. Разработана модель прогнозирования глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных

скважинах, эксплуатируемых электроцентробежными насосами, учитывающая изменение параметров скважинного оборудования (диаметр сечения штуцера, глубина спуска насосного агрегата, частоты работы ПЭД, внутреннего диаметра НКТ).

4. Разработана методология лабораторных исследований по подбору химических реагентов на основе ПАВ с учетом образования в системе нефть-газ-вода асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.

5. Разработана технология предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, основанная на совместном применении ингибитора гидратообразования (метанола) и подобранного ингибитора АСПО на основе ПАВ, с учетом режимных и термобарических характеристик потока, а также синергетического эффекта от применяемых химических реагентов.

6. Материалы и результаты были использованы при формировании и актуализации методических рекомендаций компании ООО «ПМ-ГРУПП» по выбору ингибиторов АСПО, а также при определении параметров работы скважины, осложненной образованием органических отложений (акт внедрения от 13.01.2025).

Методология и методы исследования. Диссертационная работа проведена в соответствии со стандартными и разработанными методиками проведения теоретических и экспериментальных исследований (исследования процессов образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в пластовом флюиде; физико-математическое моделирование процессов образования АСПО и газогидратов в различных термобарических условиях, подбор химического реагента на основе ПАВ с учетом образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в системе нефть-газ-вода). Обработка экспериментальных данных проводилась с помощью методов математической статистики.

Положения, выносимые на защиту:

1. Применение математической модели прогнозирования глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, разработанной с учетом выявленной способности парафиновых углеводородов в составе нефти замедлять

процесс нуклеации газовых гидратов в системе нефть-газ-вода, позволяет выбирать оптимальные режимы работы погружного электроцентробежного насоса, что снижает расчетную глубину образования этих отложений в скважине до 6 % и 25 % соответственно и приводит к увеличению ее межремонтного периода работы до 50 %.

2. Установленная способность химического реагента, представляющего собой смесь блоксополимера оксидов этилена и пропилена на основе этилендиамина (45 % масс.) и метанола (55 % масс.), оказывать ингибирующее действие на гидратообразование в системе нефть-газ-вода, позволила обосновать и разработать ингибиторную технологию предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, эксплуатируемых электроцентробежными насосами.

Степень достоверности результатов исследования подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с использованием современного лабораторного оборудования центра компетенций в области техники и технологий освоения месторождений в Арктических условиях Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II (лабораторное оборудование компаний Kruss, Rheotest, ЛОИП, PSL Systemtechnik и др.), сходимостью расчетных величин, воспроизводимостью полученных результатов экспериментов, проведенных по разработанной методологии на специально разработанном оборудовании («холодный стержень»).

Апробация результатов диссертации проведена на 10 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 7 международных. За последние 3 года принято участие в 9 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 6 международных: VII Международная молодежная научная конференция «TatarstanUpExPro 2023» (апрель 2023 года, г. Казань); Научная конференция студентов и молодых ученых «Полезные ископаемые России и их освоение» (апрель 2023 года, г. Санкт-Петербург); Всероссийская конференция «Передовые технологии нефтегазовой отрасли» (ноябрь 2023 года, г. Сургут); Международная конференция «Рассохинские чтения» (февраль 2024 года, г. Ухта); XX Всероссийская конференция-конкурс студентов выпускного курса и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» (декабрь 2024 года,

г. Санкт-Петербург); 22-я Международная практическая конференция «Механизированная добыча, транспортировка и подготовка нефти-2025» (март 2025 года, г. Москва); XV Международная научно-практическая конференция «К вершинам познания» (апрель 2025 года, г. Ноябрьск); XIV Международная научно-практическая конференция «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (апрель 2025 года, г. Нижневартовск); Международная конференция «Трудноизвлекаемые запасы нефти-2025» (сентябрь 2025 года, г. Альметьевск).

Личный вклад автора заключается в анализе ранее опубликованных материалов по теме диссертационного исследования; постановке задач исследования; математическом моделировании физико-химических процессов; проведении экспериментальных исследований; обработке и интерпретации результатов экспериментов; подготовке текста работы; формулировании выводов и основных защищаемых положений работы.

Публикации. Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 5 печатных работах, в том числе в 2 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 3 статьях - в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 143 наименования, и 2 приложений. Диссертация изложена на 126 страницах машинописного текста, содержит 49 рисунков и 14 таблиц.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность коллективу кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, сотрудникам центра компетенций в области техники и технологий освоения месторождений в Арктических условиях за

оказанную помощь и содействие в написании диссертационной работы, а также к.т.н. Буслаеву Георгию Викторовичу за помощь в проведении экспериментальных исследований.

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 представлен подробный анализ процессов образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах. Рассмотрены термобарические и физико-химические условия, способствующие формированию данных отложений, а также особенности их совместного образования в нефтяных скважинах. Выполнен анализ мирового опыта в области методов предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.

Во второй главе описана модель прогнозирования глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, эксплуатируемых электроцентробежными насосами. Проведен анализ влияния параметров работы скважинного оборудования (глубина спуска насоса, частота работы ПЭД, диаметр проходного сечения штуцера, внутренний диаметр НКТ) на изменение глубины начала формирования данных отложений. Выдвинута и экспериментально подтверждена гипотеза о том, что парафины являются природными кинетическими ингибиторами гидратообразования, замедляющими процесс нуклеации газовых гидратов. Результаты экспериментальных исследований интегрированы в разработанную математическую модель.

В третьей главе разработана методология лабораторных исследований по подбору химических реагентов на основе ПАВ и низкомолекулярных спиртов с учетом образования в системе асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений. Представлены результаты экспериментов по оценке ингибирующей способности различных реагентов на основе ПАВ. Сделан вывод о потенциале использования подобранного химического соединения

на основе ПАВ и низкомолекулярных спиртов для предупреждения образования данных отложений в нефтяных скважинах.

В четвертой главе представлены материалы по разработке технологии предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами (ЭЦН). Приведены технологические расчеты для определения концентрации и дозировки термодинамического ингибитора гидратообразования (метанола), а также расчеты дозировки подобранного ингибитора АСПО на основе ПАВ. Предложена и обоснована технология периодического режима закачки ингибитора гидратообразования. Выполнена оценка межремонтного периода работы исследуемой скважины и расчет экономической эффективности предложенных решений.

В заключении отражены выводы и рекомендации по результатам исследования.

Основные результаты отражены в следующих защищаемых положениях:

1. Применение математической модели прогнозирования глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, разработанной с учетом выявленной способности парафиновых углеводородов в составе нефти замедлять процесс нуклеации газовых гидратов в системе нефть-газ-вода, позволяет выбирать оптимальные режимы работы погружного электроцентробежного насоса, что снижает расчетную глубину образования этих отложений в скважине до 6 % и 25 % соответственно и приводит к увеличению ее межремонтного периода работы до 50 %.

Несмотря на актуальность проблемы образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, методика прогнозирования условий их формирования остается недостаточно разработанной. Наиболее достоверные результаты получены с помощью методики оценки термобарических условий формирования данных отложений. Таким образом, распределения температуры и давления в нефтяной скважине являются ключевыми параметрами, необходимыми при

моделировании условий формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.

В разработанной исходной математической модели глубина образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений определяется через решение системы уравнений распределения термобарических условий в нефтяной скважине, уравнений равновесных кривых гидратообразования и уравнения распределения температуры насыщения нефти парафином. Однако исходная модель не учитывала эффект от совместного образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.

В ходе исследований было установлено несколько закономерностей при совместном образовании данных отложений:

1. Присутствие парафина и/или ПАВ затрудняет образование агломератов газового гидрата. Это вызвано образованием адсорбированного слоя между водой и газом, который занят молекулами парафина или ПАВ.

2. Время нуклеации газовых гидратов увеличивается при наличии парафина в системе нефть-газ-вода. Это происходит из-за сопротивления массопереносу, создаваемого дисперсными молекулами парафина и их структурой.

3. Количество газогидратных отложений в присутствии парафина без ПАВ возрастает. Также стойкость совместных гидратно-парафиновых образований значительно возрастает.

С целью изучения процесса совместного образования парафиновых АСПО и газогидратов была проведена серия экспериментов по определению зависимостей термобарических и кинетических условий гидратообразования от массового содержания парафина в газожидкостной смеси (ГЖС). В эксперименте скважинная ГЖС нефть-газ-вода моделировалась путем создания смеси керосин-метан-вода. В качестве модельной нефти использовалась смесь авиационного керосина ТС-1 (ГОСТ 10227-86) с растворенным в нем в определенном массовом содержании (0...7 % масс.) парафином П-2 (ГОСТ 23683-89).

Первая часть эксперимента заключалась в оценке равновесных давления и температуры гидратообразования в зависимости от массового содержания парафина (0 %, 2 %, 5 % и

7 % масс.) в модельной нефти. Было установлено, что парафин не влияет на термобарические условия гидратообразования, соответственно, не является природным термодинамическим ингибитором гидратообразования.

Вторая часть эксперимента включала анализ времени нуклеации газогидратов в зависимости от массового содержания парафина (0 %, 2 %, 5 % и 7 % масс.) в модельной нефти. В результате проведения экспериментов было установлено, что при увеличении массового содержания парафина в модельной нефти до 7 % масс. время нуклеации газогидрата увеличивается до 7,8 %. Таким образом, парафин обладает свойствами кинетического ингибитора гидратообразования.

Данные результаты лабораторных исследований позволяют модернизировать разработанную ранее математическую модель прогнозирования глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений (1) в нефтяных скважинах с учетом выявленной способности парафиновых углеводородов в составе нефти замедлять процесс нуклеации газовых гидратов в системе нефть-газ-вода.

$$H_{\text{гидр}} = \frac{Q_{\text{ГЖС}} \cdot 4}{\pi \cdot d_{\text{НКТ внутр.}}^2} \cdot t' = f[P(H), T(H), Q, G(H), C_{\text{газ } i}] \quad (1)$$

где $H_{\text{гидр}}$ – глубина начала формирования газогидратов, м;

$Q_{\text{ГЖС}}$ – расход газожидкостной смеси, м³/с;

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

t' – время прохождения потоком ГЖС интервала гидратообразования (обратно пропорционально изменению времени нуклеации газового гидрата), с;

$P(H)$ – распределение давления по глубине, МПа;

$T(H)$ – распределение температуры по глубине, °С;

Q – дебит скважины, м³/с;

$G(H)$ – распределение газосодержание по глубине, м³/м³;

$C_{\text{газ } i}$ – компонентный состав газа, доли.

При использовании уточненной модели глубина начала гидратообразования будет меньше на 8,4 %, чем в исходной модели.

Далее, с помощью изменения параметров работы скважинного оборудования (глубины спуска насосного агрегата, частоты работы ПЭД, диаметра проходного сечения штуцера и внутреннего диаметра НКТ) существует возможность регулирования глубины начала формирования асфальтосмолопарафиновых и газо-гидратных отложений.

Соответственно, оптимизация параметров работы скважинного оборудования путем увеличения глубины спуска подобранного ЭЦН на 238 метров (с 1562 метров до 1800 метров) и частоты работы ПЭД на 10 Гц (с 50 Гц до 60 Гц) обеспечило снижение глубины образования газовых гидратов на 119,4 метров (25 %) и АСПО на 72,6 метра (6 %). Дополнительно за счет уточнения модели глубина гидратообразования уменьшилась на 30 метров. Подбор УЭЦН с учетом образования органических отложений позволил снизить свободное газосодержание на приеме насоса в 1,13 раз (до 22,5 %), уменьшить температуру насоса на 30 °С (до 86 °С) и повысить давление на приеме насоса на 5 МПа (до 7,5 МПа), что, в свою очередь, повысило межремонтный период работы (МРП) скважины на 142 дня (на 50 %). Оценка изменения МРП проводилась с помощью зависимостей (2):

$$k_{x_i} = \frac{\text{МРП}(x_i')}{\text{МРП}(x_i)} \quad (2)$$

где x_i – исследуемый параметр;

$\text{МРП}(x_i)$ – зависимость среднего МРП нефтяных скважин с УЭЦН, расположенных в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, от исходного значения параметра x_i , сут.;

$\text{МРП}(x_i')$ – зависимость среднего МРП от значения параметра x_i после оптимизации, сут.

Новое значение МРП получается путем перемножения коэффициентов с реальным значением МРП рассматриваемой нефтяной скважины.

2. Установленная способность химического реагента, представляющего собой смесь блоксополимера оксидов этилена и пропилена на основе этилендиамина (45 % масс.) и метанола (55 % масс.), оказывать ингибирующее действие на гидратообра-

зование в системе нефть-газ-вода, позволила обосновать и разработать ингибиторную технологию предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, эксплуатируемых электроцентробежными насосами.

С целью повышения эффективности эксплуатации нефтяных скважин, оборудованных погружными электроцентробежными насосами, в условиях формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений разработана методика подбора и анализа химического реагента на основе ПАВ в условиях образования данных отложений.

Объектом исследования выступили шесть марок ингибиторов АСПО диспергирующего и модифицирующего действия. Первый этап отбора ингибиторов АСПО проводился по их способности снижать межфазное натяжение на границе фаз «водный раствор ПАВ – модельная нефть». Определялась наименьшая концентрация ингибитора (эффективная концентрация), при которой достигалось наибольшее снижение межфазного натяжения на границе фаз. В ходе анализа полученных результатов было выделено два ингибитора, условно названные Состав №1 и Состав №2. Минимальная эффективная концентрация получена для Состава №1 – 0,025 % масс., при которой межфазное натяжение снижается на 79 % (9,42 мН/м). Для Состава №2 наблюдается наибольшее снижение межфазного натяжения – на 91 % (3,89 мН/м) при эффективной концентрации 0,077 % масс.

На следующем этапе отбора Состав №1 и Состав №2 протестированы по методу «холодного стержня». Метод основан на определении зависимости массы отложений на холодном стержне и рассчитанной на ее основе эффективности ингибирования (как относительного изменения массы) от массовой концентрации ингибитора АСПО. По результатам серии экспериментов (рисунок 1) был отобран химический реагент Состав №2, представляющий собой смесь блоксополимера оксидов этилена и пропилена на основе этилендиамина (45 % масс.) и метанола (55 % масс.) при концентрации 0,055 % масс. Коммерческий аналог Состава №2 – это

реагент Dewaxol 7201. Эффективность ингибирования при данной массовой концентрации составляет 20 %.

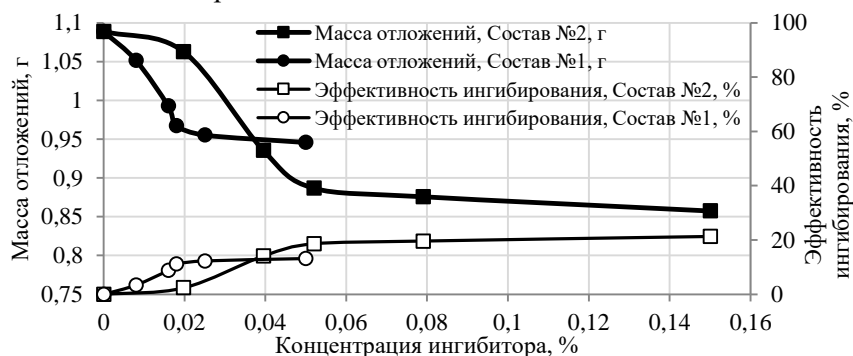


Рисунок 1 – Зависимость массы отложений и эффективности ингибирования от массовой концентрации двух ингибиторов

Заключительный этап исследования заключался в определении зависимости трех параметров гидратообразования (степени переохлаждения, времени нуклеации, термобарических условий) от наличия в системе нефть-газ-вода подобранного химического реагента в концентрации 0,055 % масс. После обработки результатов экспериментов были сделаны следующие выводы:

1. Введение в систему подобранного химического реагента в концентрации 0,055 % масс. снижает равновесную температуру гидратообразования на 0,55 °С, как представлено на рисунке 2.

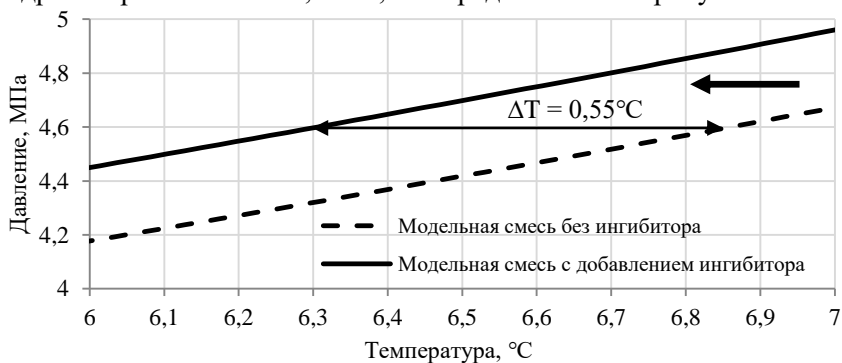


Рисунок 2 – Зависимость равновесной температуры гидратообразования для модельной смеси с и без ингибитора

Соответственно, подобранный химический реагент обладает свойствами термодинамического ингибитора гидратообразования.

2. Добавление выбранного химического реагента в концентрации 0,055 % масс. к системе приводит к увеличению степени переохлаждения на 9,8 %, времени нуклеации газового гидрата – на 7,5 %. Таким образом, подобранный химический реагент обладает свойствами кинетического ингибитора гидратообразования.

Полученные результаты исследований позволили разработать ингибиторную технологию предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, эксплуатируемых электроцентробежными насосами, на месторождениях высокопарафинистой малосмолистой нефти. Технология основана на постоянном и периодическом дозировании на прием ЭЦН выбранного ингибитора АСПО и ингибитора гидратообразования термодинамического типа (метанола) соответственно и предусматривает оптимизацию режимов работы скважины с применением ранее предложенных рекомендаций. Применение данной технологии обеспечивает:

- снижение дозировки ингибитора гидратообразования до 12 % с переводом системы дозирования с постоянного режима на периодический;

- оптимизацию режима эксплуатации скважинного оборудования, приводящей к увеличению МРП исследуемой скважины до 50 %;

- комплексное ингибирование обоих видов отложений в рассматриваемых условиях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках диссертационного исследования решена научная задача, направленная на повышение эффективности технологии предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в процессе эксплуатации нефтяных скважин погружными электроцентробежными насосами путем оптимизации параметров работы скважинного оборудования совместно с использованием в качестве ингибиторов этих отложений химических составов на основе органических спиртов и ПАВ.

По результатам диссертационного исследования можно сделать следующие выводы:

1. Проведен анализ условий и механизмов образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, методов и технологий борьбы с ними, выявлены ключевые факторы, влияющие на процессы формирования данных отложений, включая термобарические условия, состав пластового флюида и режим работы скважинного оборудования.

2. Разработана математическая модель прогнозирования глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, созданная с учетом выявленной способности парафиновых углеводородов в составе нефти замедлять процесс нуклеации газовых гидратов в системе нефть-газ-вода.

3. Проведен анализ влияния режимных параметров скважинного оборудования (глубина спуска насоса, частота работы ПЭД, диаметр проходного сечения штуцера, внутренний диаметр НКТ) на глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений. На основе полученных зависимостей определены оптимальные параметры эксплуатации рассматриваемой нефтяной скважины, позволяющие минимизировать риск образования данных отложений: увеличение глубины спуска насосного агрегата и повышение частоты работы ПЭД.

4. Создана и апробирована методика лабораторных исследований процессов совместного образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений с учетом изменения термобарических и кинетических условий протекания данных процессов.

5. По результатам проведения лабораторных исследований по разработанным методикам были установлены следующие закономерности образования газовых гидратов в присутствии парафина:

- изменение массового содержания парафина в нефти не оказывает влияния на равновесные условия гидратообразования в системе нефть-газ-вода, парафин не является природным термодинамическим ингибитором гидратообразования.

- время нуклеации газовых гидратов в системе нефть-газ-вода увеличивается при повышении массового содержания парафина в нефти: при увеличении массового содержания парафина на 7 % время нуклеации увеличивается на 7,8 %.

6. По результатам проведения лабораторных исследований химических реагентов на основе ПАВ установлено, что применение состава, представляющего собой смесь блоксополимера оксидов этилена и пропилена на основе этилендиамина (45 % масс.) и метанола (55 % масс.) при концентрации 0,055 % масс. в водной фазе системы нефть-газ-вода обеспечивает снижение скорости нуклеации газовых гидратов на 7,5 %, а также снижает равновесную температуру гидратообразования на 0,55 °С. Химический состав проявляет свойства как кинетического, так и термодинамического ингибитора гидратообразования.

7. Разработана ингибиторная технология предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах с электроцентробежными насосами, на месторождениях высокопарафинистой малосмолистой нефти, основанная на совместном применении термодинамического ингибитора гидратообразования (метанола) и подобранного химического реагента, представляющего собой смесь блоксополимера оксидов этилена и пропилена на основе этилендиамина (45 % масс.) и метанола (55 % масс.). Применение данной технологии позволит обеспечить ингибирование обоих видов отложений, оптимизировать режим эксплуатации скважинного оборудования и увеличить МРП скважины до 50 %.

Перспективы дальнейших исследований по теме диссертационной работы связаны с совершенствованием методики прогнозирования образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений, а также разработкой новых комплексных ингибирующих композиций.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях из Перечня ВАК:

1. **Воронцов, А.А.** Анализ факторов, влияющих на образование газовых гидратов в свободном и поровом объеме / **А.А. Воронцов, Г.В. Буслаев, М.С. Сандыга, Г.Ю. Коробов, В.В. Никитин** //

Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 3(39). – С. 32-43.

2. Коробов, Г.Ю. Методика определения глубины образования газовых гидратов и АСПО отложений в нефтедобывающей скважине / Г.Ю. Коробов, **А.А. Воронцов** // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2024. – № 1(145). – С. 67-73.

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

3. Коробов, Г.Ю. Исследование условий образования газогидратных и асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти механизированным способом / Г.Ю. Коробов, **А.А. Воронцов** // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 10. – С. 61-75. - DOI 10.18799/24131830/2023/10/4181

4. Korobov, G.Y. Analysis of Nucleation Time of Gas Hydrates in Presence of Paraffin During Mechanized Oil Production / G.Y. Korobov, **A.A. Vorontsov**, G.V. Buslaev, V.T. Nguyen // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2024. – Vol. 37, No. 7. – P. 1343-1356. - DOI 10.5829/ije.2024.37.07a.13

5. Korobov, G. Yu. Influence of Inhibitors Based on Surfactants on Processes of Hydrates and Asphalt-Resin-Paraffin Deposits Formation: Experimental Studies / G.Y. Korobov, **A.A. Vorontsov**, G.V. Buslaev // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2025. – Vol. 38, No. 10. – P. 2220-2230. - DOI 10.5829/ije.2025.38.10a.02

Патенты/свидетельства на объекты интеллектуальной собственности:

6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024619314 Российская Федерация. Программа расчета термобарических условий в нефтедобывающей скважине при образовании органических отложений. Заявка № 2024617224: заявл. 08.04.2024: опубл. 22.04.2024 / **А.А. Воронцов**, Г.В. Буслаев, Г.Ю. Коробов; заявитель/правообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». – 1с. : ил. – Текст: непосредственный.