

На правах рукописи

ХАЙБУЛЛИНА Карина Шамильевна



**ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ
ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ И
ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ НА ПОЗДНЕЙ
СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений*

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Санкт-Петербург – 2019

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

Научный руководитель –

доктор технических наук, профессор

Рогачев Михаил Константинович

Официальные оппоненты:

Мусабилов Мунавир Хадеевич

доктор технических наук, институт «ТатНИПИнефть»
ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, заведующий лабораторией
обработки призабойной зоны пласта и водоизоляционных работ

Турбаков Михаил Сергеевич

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

Ведущая организация – Государственное автономное
научное учреждение «Институт стратегических исследований
Республики Башкортостан»

Защита состоится 11 апреля 2019 г. в 15 час. 00 мин. на
заседании диссертационного совета Д 212.224.13 при Санкт-
Петербургском горном университете по адресу: 199106, Санкт-
Петербург, 21-я линия, дом 2, ауд. 1171а.

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

Автореферат разослан 11 февраля 2019 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



ТАНАНЫХИН
Дмитрий Сергеевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

На сегодняшний день большинство нефтяных месторождений находятся на поздней стадии разработки. Эта стадия сопровождается рядом осложнений при добыче пластовой продукции, в том числе образованием органических отложений в системе «скважина-призабойная зона пласта». Многолетний опыт разработки и эксплуатации нефтяных месторождений показывает, что асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) образуются в скважинном оборудовании и в призабойной зоне пласта (ПЗП) в основном на месторождениях, нефти которых отличаются повышенным содержанием парафинов и асфальтенов, например, на нефтяных месторождениях Волго-Уральского региона в терригенных толщах девонских отложений. Проблема образования АСПО особо актуальна для месторождений этого региона (например, нефтяных месторождений Республик Татарстан и Башкортостан), находящихся на завершающей стадии разработки, для которых характерно ухудшение термобарических пластовых условий (снижение пластовой температуры), утяжеление нефти, высокая обводненность (более 80-90 %).

Основной объем исследований по изучению состава, механизма и условий формирования, методов удаления органических отложений был выполнен в 60-х годах прошлого века. С этого времени изменились термодинамическое состояние и особенности геолого-физических характеристик углеводородных залежей, уменьшились дебиты скважин, увеличилась обводненность добываемой продукции, в нефтепромысловой практике стали широко использоваться методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти, произошло расширение зоны формирования органических отложений, изменились их состав и структура. С учетом этого возник вопрос о необходимости системного подхода к изучению данной проблемы с учетом влияния различных факторов, а также существенных изменений в условиях функционирования нефтедобывающей системы.

Значительный вклад в изучение проблемы борьбы с органическими отложениями при добыче нефти внесли

отечественные учёные: Р.А. Абдуллин, А.А. Абрамзон, Л.К. Алтунина, Г.А. Бабалян, Е.И. Богомольный, Л.Ф. Волков, П.П. Галонский, Ф.С. Гарифуллин, С.Н. Головкин, А.И. Гужов, И.А. Гуськова, В.Н. Глушенко, В.В. Девликамов, М.Ю. Долломатов, Н.Г. Ибрагимов, Я.М. Каган, А.И. Комиссаров, С.Ф. Люшин, Б.А. Мазепа, Р.А. Максумов, Т.М. Мамедов, А.Х. Мирзаджанзаде, И.Т. Мищенко, В.Ф. Нежевенко, Н.Н. Непримеров, Г.Н. Позднышев, В.А. Рагулин, В.А. Рассказов, Ю.В. Ревизский, М.К. Рогачев, З.А. Ростэ, В.А. Сахаров, Ф.Л. Саяхов, М.А. Силин, Б.М. Сучков, А.Г. Телин, В.П. Тронов, З.А. Хабибуллин, Н.И. Хисамутдинов и др.

Несмотря на большое число исследований, посвященных разработке технологий удаления органических отложений в нефтепромысловом оборудовании (в основном в них решались отдельные задачи по удалению или предупреждению АСПО в скважинах), мало проведено исследований по созданию комплексной технологии удаления и предупреждения органических отложений в скважинах, предусматривающей физико-химическое воздействие на единую гидродинамическую систему «скважина-ПЗП».

Целью диссертационной работы является повышение эффективности эксплуатации скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений в системе «скважина-ПЗП».

Идея работы

Поставленная цель достигается использованием разработанной комплексной технологии физико-химического воздействия на систему «скважина-ПЗП», основанной на промывке внутрискважинного оборудования растворителем АСПО с последующей закачкой ингибитора в призабойную зону пласта.

Задачи исследований

1) Выполнить анализ существующих методов и технологий борьбы с АСПО в условиях поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

2) Разработать растворитель для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинном оборудовании.

3) Разработать ингибитор для предотвращения образования АСПО в системе «скважина-ПЗП».

4) Разработать комплексную технологию удаления и предотвращения образования АСПО в системе «скважина-ПЗП».

Методы исследований

Работа выполнена в соответствии с теоретическими и практическими исследованиями. Экспериментальные исследования проводились в соответствии со стандартными методиками. Обработка экспериментальных исследований осуществлялась с помощью методов математической статистики.

Научная новизна работы

1) Установлено, что добавление к химическому растворителю, представляющему собой смесь толуола и дизельного топлива в соотношении 1:1, неионогенного поверхностно-активного вещества в количестве 2-3% масс., представляющего собой смесь эмульгатора «Ялан Э-2» марка А (конц.) и поливинилацетата с мол. массой 500-100000 или полиалкилакрилата, приводит к увеличению более чем в 2 раза диспергирующей и моющей способностей растворителя по отношению к АСПО парафинового типа.

2) Установлена способность разработанного химического состава, представляющего собой композицию сополимер этилена с α -олефинами (поливинилацетат) с мол. массой 500-100000, эмульгатора обратных водонефтяных эмульсий и растворителя, оказывать депрессорно-диспергирующее действие по отношению к АСПО парафинового типа.

3) Установлена кинетика адсорбции и десорбции ингибитора АСПО (композиция сополимер этилена с α -олефинами (поливинилацетат) с мол. массой 500-100000, эмульгатора обратных водонефтяных эмульсий и растворителя) в поровом пространстве породы коллектора.

Защищаемые научные положения

1) Установленная способность неионогенного ПАВ, представляющего собой смесь эмульгатора «Ялан Э-2» марка А (конц.) и поливинилацетата с мол. массой 500-100000 или полиалкилакрилата, при добавлении к растворителю, представляющего собой смесь толуола и дизельного топлива в

соотношении 1:1, усиливать диспергирующую и моющую способности растворителя по отношению к АСПО позволила разработать эффективный растворитель для удаления АСПО парафинового типа во внутрискважинном оборудовании.

2) Установленная способность химического состава, включающего в себя сополимер этилена с α -олефинами (поливинилацетат) с мол. массой 500-100000, эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий и растворитель, оказывать депрессорно-диспергирующее действие на асфальтосмолопарафиновые отложения позволила разработать ингибитор АСПО парафинового типа.

3) Использование установленной кинетики адсорбции и десорбции ингибитора АСПО (композиция сополимер этилена с α -олефинами (поливинилацетат) с мол. массой 500-100000, эмульгатора обратных водонефтяных эмульсий и растворителя) позволило разработать технологию физико-химического воздействия на систему «скважина-ПЗП», основанную на промывке внутрискважинного оборудования растворителем АСПО с последующей закачкой ингибитора в призабойную зону пласта.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с использованием современного оборудования в лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Санкт-Петербургского горного университета, сходимостью расчетных величин, воспроизводимостью полученных результатов.

Практическое значение работы

1) Разработан (патент РФ №2632845) и доведен до промышленного производства (ООО «Синтез - ТНП, г. Уфа) растворитель для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений с поверхности скважинного оборудования.

2) Разработан ингибитор для предотвращения образования АСПО в нефтепромысловом оборудовании и призабойной зоне пласта (заявка на патент № 2016132344).

3) Разработана комплексная технология физико-химического воздействия на систему «скважина-ПЗП», основанная на промывке

внутрискважинного оборудования растворителем АСПО с последующей закачкой ингибитора в призабойную зону пласта.

Апробация работы

Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации работы докладывались на 8 научно-практических конференциях, симпозиумах, форумах и семинарах.

Публикации

По теме диссертационной работы опубликовано 12 научных работ, в том числе 2 статьи в изданиях, входящих в перечень ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, 1 статья в издании, входящем в базу данных Scopus, 1 патент Российской Федерации.

Структура и объем диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4-х глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 96 наименований. Материал диссертации изложен на 98 страницах машинописного текста, включает 6 таблиц, 24 рисунка, 2 приложения.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приводится общая характеристика работы, обосновывается ее актуальность, определяются цель, идея, задачи, излагаются научная новизна, защищаемые научные положения и практическая значимость.

В первой главе выполнен анализ причин образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважине и призабойной зоне пласта, методов и технологий удаления и предотвращения образования АСПО в условиях поздней стадии разработки нефтяных месторождений, описываются технологические приемы дозирования ингибиторов АСПО в скважину.

Анализ разработки нефтяных месторождений показывает, что на ее поздней стадии при ухудшении термобарических условий (снижение пластовой температуры до температуры насыщения нефти парафином, снижение забойного давления), утяжелении нефти, росте темпов обводнения возможно образование

органических отложений (АСПО) в поровом пространстве продуктивного пласта и, как следствие, ухудшение его фильтрационных свойств.

Литературный обзор исследований в области борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями показывает, что решению этой задачи посвящено огромное количество научных работ. Современное состояние существующих методов увеличения нефтеизвлечения показывает актуальность исследований, посвященных обоснованию и разработке технологий удаления и предотвращения образования АСПО во внутрискважинном оборудовании. Наиболее эффективными и одновременно технологичными на сегодняшний день являются химические методы, включающие в себя применение растворителей и ингибиторов АСПО.

Практический опыт показывает, что, несмотря на многочисленное проведение различных технологических мероприятий, проблема с АСПО не решена. Использование традиционных методов не всегда дает положительные результаты. В условиях, когда месторождение находится на завершающей стадии разработки, целесообразно использовать комплексные технологии, направленные на удаление уже сформировавшихся отложений растворителем с последующей закачкой ингибитора АСПО в ПЗП. При этом необходимо знать состав нефти и отложений, геологическое строение пласта, фильтрационно-емкостные свойства горной породы, а также ее литологический состав.

Во второй главе представлены результаты исследований по обоснованию и выбору растворителя для удаления АСПО с поверхности внутрискважинного оборудования.

На месторождениях Республики Татарстан, в условиях терригенных толщ верхнего девона, преобладают нефти с высоким содержанием парафинов и асфальтенов, исходя из этого, чтобы добиться максимально эффективного растворения и удаления АСПО со стенок скважинного оборудования необходимо подбирать углеводородный растворитель с оптимальным содержанием парафиновых и ароматических углеводородов.

В соответствии с основными требованиями, предъявляемыми к углеводородным растворителям, был разработан растворитель для удаления АСПО, в состав которого входят углеводородные соединения, в качестве которых могут быть выбраны: бензол, толуол, ксилол, этилбензол, дизельное топливо, нефтяные дистилляты. Наличие ароматических углеводородов позволяет эффективно растворять асфальтосмолистые вещества, которые мало или не растворимы в парафиновых углеводородах.

Как известно, для повышения эффективности растворения АСПО в углеводородные растворители часто добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые повышают растворяющую способность растворителя за счет увеличения его поверхностной активности и эффекта диспергирования отложений.

Кроме этого, известны ПАВ, которые обладают депрессорными свойствами и используются в качестве депрессорных присадок к нефтям и нефтепродуктам для снижения температуры их застывания при транспортировке и хранении. Совершенно очевидно, что эти ПАВ-депрессоры в силу своей высокой поверхностной активности и адсорбционной способности должны обладать и определенной ингибирующей способностью по отношению к АСПО.

В связи с этим нами была поставлена задача по созданию высокоэффективного растворителя АСПО путем введения в его базовый углеводородный состав поверхностно-активных веществ, обладающих депрессорными и диспергирующими свойствами. В результате проведенных исследований был подобран химический реагент (неионогенный ПАВ), который обладает обоими этими свойствами - депрессорно-диспергирующая присадка (ДДП), выпускаемая под маркой «МП-172 ДП» по СТО 22650721-001-2015, представляющая собой композицию депрессорной присадки на основе сополимера этилена с альфа-олефинами и диспергатора парафинов амидного типа.

В качестве диспергатора парафинов амидного типа в составе «МП-172 ДП» используется «Эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий «Ялан-Э2» с изм. 1, марка А (конц.), выпускаемый по ТУ 2458-001-22650721-2009 компанией ООО «Синтез-ТНП» (г. Уфа), представляющий собой продукт взаимодействия

ненасыщенных жирных кислот и сложных этиленаминов, аминспиртов и их смесей.

Использование депрессорно-диспергирующей присадки в составе растворителя АСПО создаст расклинивающий эффект по отношению к АСПО, увеличит доступную для растворения площадь и эффективность удаления АСПО с поверхности оборудования. Депрессорно-диспергирующая присадка способна уменьшить прочность бронирующих оболочек водонефтяных эмульсий, стабилизированных асфальтенами, и влиять на реологические характеристики нефти. Также присадка позволит уменьшить температуру застывания нефти и выпадение кристаллов парафинов при добыче, транспорте и хранении нефти в зимнее время.

Исследование моющей, растворяющей и диспергирующей способностей растворителя АСПО проводилось по методике, описанной в работах сотрудников ОАО «НИИнефтепромхим» и основанной на использовании так называемого метода «корзинок». Исследования проводились как в статическом, так и в динамическом режимах, при температуре 20°C.

Результаты исследований по подбору оптимальных концентраций компонентов растворителя для удаления АСПО показали, что наибольшая эффективность растворителя наблюдается при содержании в его составе толуола и дизельного топлива в соотношении 1:1 с добавлением депрессорно-диспергирующей присадки «МП-172 ДП» в количестве 3% масс. Так, например, моющая способность растворителя при добавлении ДДП возросла почти в 1,8 раз, по сравнению с растворителем, в котором депрессорно-диспергирующая присадка отсутствовала (Рисунок 1).

Результаты определения эффективности растворителя по методу «корзинок» в динамическом режиме с использованием магнитных мешалок (Рисунок 2) также показали увеличение моющей и диспергирующей способностей растворителя АСПО при добавлении ДДП (3% масс.) При этом растворяющая способность, по сравнению с исследованиями, проведенными при статическом режиме, возросла почти в 7 раз.

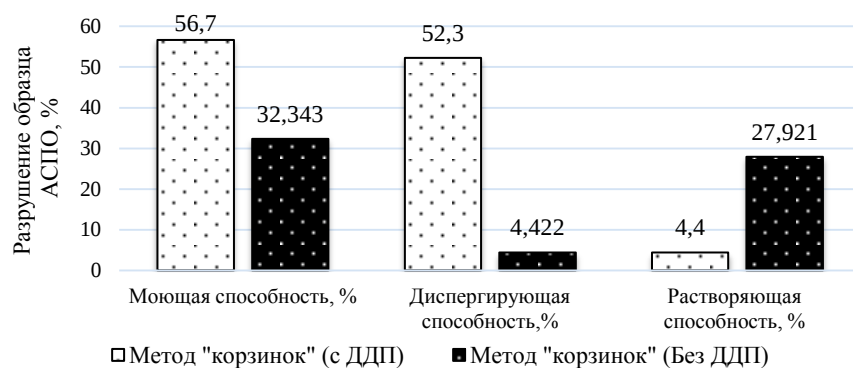


Рисунок 1 – Диаграмма определения эффективности растворителя по методу «корзинок» в статическом режиме

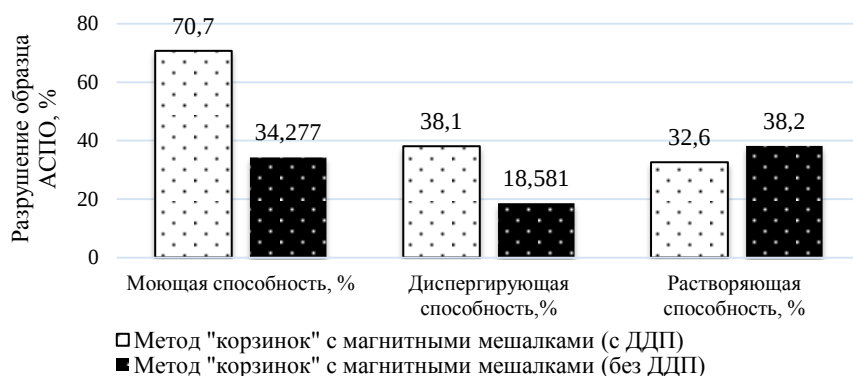


Рисунок 2 – Диаграмма определения эффективности растворителя по методу «корзинок» в динамическом режиме

Исследование процесса удаления АСПО с металлической поверхности, проводилось на установке «Холодный стержень» (ХС), температура бани которой составляла 37°C (пластовая температура Ромашкинского месторождения), температура холодного стержня составляла 12°C (средняя температура стенок НКТ в зимнее время). Проведенные эксперименты на установке ХС показали результаты, сопоставимые с результатами по методу «корзинок» (Рисунок 3). При этом, результаты эксперимента на установке ХС демонстрируют более низкие значения моющей, диспергирующей и

растворяющей способностей реагента, в сравнении с методом «корзинок». Связано это с тем, что по методу «корзинок» растворитель воздействует на АСПО со всех сторон, в то время как в реальных условиях скважины аналогичного контакта с АСПО нет.

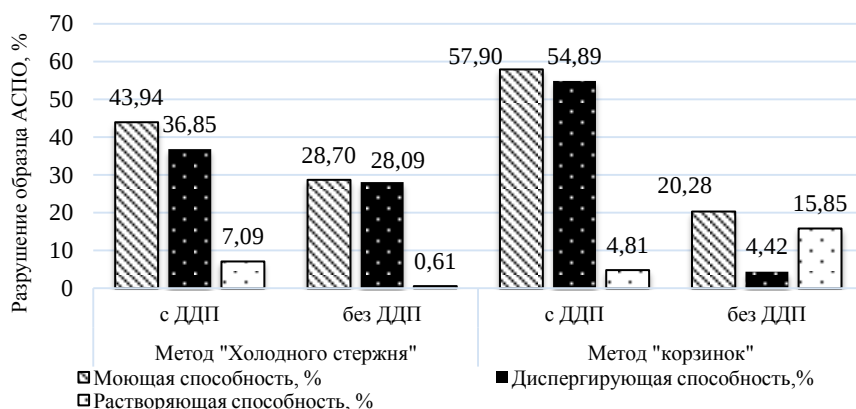


Рисунок 3 – Сравнение результатов определения эффективности растворителя на установке «Холодный стержень» и по методу «корзинок» при температуре 37°C

На основании полученных результатов был сделан вывод, что разработанный растворитель АСПО отличается высокими моющей и диспергирующей способностями по отношению к АСПО, что позволяет рекомендовать его для удаления отложений в нефтяных скважинах (для промывок скважинного оборудования от отложений).

В третьей главе представлены результаты исследований по обоснованию и выбору ингибитора для предупреждения образования АСПО.

Разработан химический реагент (ИН-1), содержащий сополимер этилена с α -олефинами или полимеры сложных эфиров акриловой, метакриловой или цианакриловой кислот, эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий и растворитель. Установлено, что этот химический состав обладает ингибирующими свойствами по отношению к АСПО, обладает депрессорно-диспергирующими свойствами, имеет низкую коррозионную активность по отношению

к металлической поверхности, уменьшает температуру насыщения нефти парафином, обладает высокой адсорбционной и низкой десорбционной способностями по отношению к породе.

Для оценки действия разработанного реагента ИН-1 на асфальтены в нефти использовался так называемый «капиллярный» метод определения степени дисперсности асфальтенов в нефти, качественной характеристикой которой служит коэффициент флокуляции. В качестве объекта исследования была выбрана дегазированная нефть плотностью 916 кг/м^3 , вязкостью нефти $97,2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, с содержанием смол (12,5%), парафинов (3,7%) и асфальтенов (1,69%). Установлено, что с ростом концентрации реагента ИН-1 (от 0 до 4% масс.) в нефти, коэффициент флокуляции асфальтенов уменьшается (Рисунок 4), что свидетельствует об уменьшении размеров их частиц в результате диспергирующего действия этого реагента.

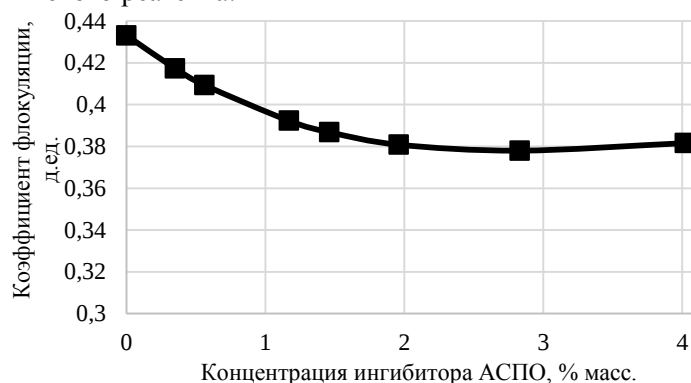


Рисунок 4 – Зависимость коэффициента флокуляции асфальтенов в нефти от содержания в ней ингибитора АСПО (ИН-1)

Диспергирующая способность реагента ИН-1 по отношению к асфальтовым частицам была подтверждена с помощью фотоколориметрического метода. Результаты экспериментов, выполненных на спектрофотометре UNICO 2100 (United Products and Instruments), показали увеличение оптической плотности нефти при добавлении этого реагента, что объясняется повышением

степени дисперсности основных светопоглощающих частиц в нефти – асфальтенов.

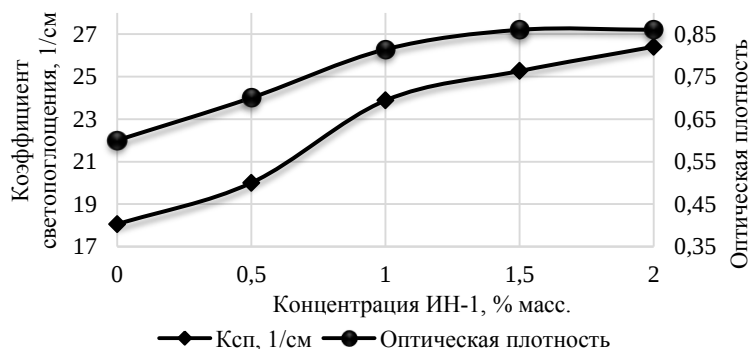


Рисунок 5 – Зависимость коэффициента светопоглощения и оптической плотности нефти от концентрации реагента ИН-1

Визуальная оценка реагента ИН-1 при различных температурах показала, что этот реагент в составе нефти действует как блокатор образования тяжелых парафинов, склонных к оседанию в жидкости под действием гравитационного поля или центробежных сил. Для лучшего растворения и надежного дозирования в скважину рекомендуется его предварительный нагрев до 30-40°C.

Результаты исследований влияния реагента ИН-1 на температуру застывания нефти по ГОСТ 20287 (метод Б) показали высокие депрессорные свойства этого реагента. Его добавление к исследуемой парафинистой нефти в количестве от 0,1 до 1,5% масс. приводит к существенному снижению температуры ее застывания (в среднем на 10°C), приближая к уровню средней температуры окружающей среды в зимний период, характерной для основных нефтедобывающих регионов Российской Федерации.

По результатам исследований ингибирующей способности ИН-1 по отношению к АСПО, выполненных на установке «Холодный стержень», установлено, что ИН-1 в составе нефти способен предотвратить процесс осадкообразования на 8,3-45,8% в зависимости от его массовой концентрации в нефти.

Оценка коррозионной активности реагента ИН-1 производилась гравиметрическим методом в соответствии с ГОСТ 9.908-85,

ГОСТ Р 9.905-2007 и ГОСТ Р 9.907-2007. Выявлена его способность замедлять скорость коррозии стали марки Ст-20 (при 20°C в 2,3 раза, при 37°C в 3,3 раза).

Влияние реагента ИН-1 на температуру насыщения нефти парафином определялось двумя методами: прямым (визуальная оценка с помощью микроскопа Axio Lab A1, Carl Zeiss) и косвенного (по изменению реологических параметров нефти, определяемых с помощью вискозиметра HVM-472, Walter Herzog GmbH по ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94), ASTM D445). В качестве объекта исследования использовалась модель парафинистой нефти, представляющая собой керосин с добавлением технического парафина. Результаты реологических и микроскопических исследований показали, что добавление реагента ИН-1 (0,2% масс.) к модели парафинистой нефти (5% масс. парафина) приводит к заметному (на 8°C) снижению температуры насыщения ее парафином, а значит реагент ИН-1 может быть рекомендован к практическому использованию в качестве ингибитора АСПО.

Для предупреждения образования отложений в скважинном оборудовании применяются химические методы ингибиторной защиты от АСПО. Однако дозируя ингибитор АСПО на забой скважины, зачастую он попадает в пластовую жидкость уже после того, как началось образование твердых частиц парафина. Это связано с тем, что образование АСПО может происходить до попадания пластовой жидкости в скважину, а именно в ПЗП и в поровом пространстве нефтяного коллектора.

Несмотря на большое число работ по изучению методов удаления органических отложений в нефтепромысловом оборудовании, на сегодняшний день остается малоизучена и не обоснована технология предупреждения образования АСПО дозированием ингибиторов в ПЗП. Для решения данной проблемы целесообразно использовать известную технологию борьбы с отложениями неорганических солей, описанную в работах Антипина Ю.В. и Кащавцева В.Е., при которой ингибитор дозируется в ПЗП.

Как известно, эффективность использования ингибитора солеотложений по технологии его дозирования в ПЗП определяется

продолжительностью адсорбционных-десорбционных процессов, происходящих в этой зоне продуктивного пласта, в связи с чем при выборе такой технологии ингибирования необходимо изучение этих сложных процессов. В полной мере это правило можно использовать при обосновании технологии предотвращения образования АСПО в скважине путем дозирования ингибитора в ПЗП.

Исследование адсорбции реагента ИН-1 проводилось двумя методами: статическим (на насыпной модели) и динамическим (на керновом материале). Результаты этих исследований приведены на рисунках 6 и 7.

В качестве адсорбента при исследованиях в статических условиях был выбран кварцевый песок. Реагент ИН-1 предварительно в различных концентрациях (0,05-2% масс.) растворяли в модели парафинистой нефти. Исследования адсорбции реагента проводили по методике, описанной в работах Бабаляна Г.А., с определением его концентрации в жидкости по изменениям поверхностного натяжения, которое определялось в наших экспериментах с помощью прибора EasyDrop DSA20.

Исследование адсорбции реагента ИН-1 на стенках пор керна в динамических условиях проводилось на фильтрационной установке Autoflood 700 (Vinci Technologies) при прокачке через образец породы нефти с растворенным в ней ингибитором (5% масс.), с периодическим отбором проб для измерения поверхностного натяжения на границе с дистиллированной водой, по значениям которого определялось текущее значение концентрации ингибитора АСПО в нефти и рассчитывалась величина его адсорбции. В исследованиях использовался образец терригенной породы с проницаемостью $0,61 \text{ мкм}^2$, пористостью 20%, длиной 5 см, диаметром 3 см. Фильтрационный эксперимент проводился при постоянном расходе 0,5 мл/мин, давлении обжима образца породы 34 МПа и при термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым условиям Ромашкинского месторождения.

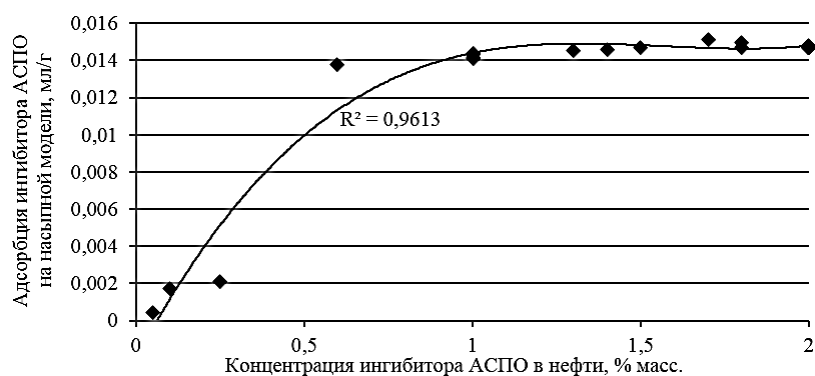


Рисунок 6 – Адсорбция ингибитора АСПО на поверхности насыпной модели в зависимости от его концентрации в нефти



Рисунок 7 – Динамика изменения концентрации ингибитора АСПО в нефти на выходе из кернодержателя

Исследование десорбции реагента ИН-1 проводилось при фильтрации нефти через насыпную модель породы и через керновый материал, предварительно насыщенные нефтью с растворенным в ней реагентом ИН-1. Результаты исследований представлены на рисунках 8 и 9.

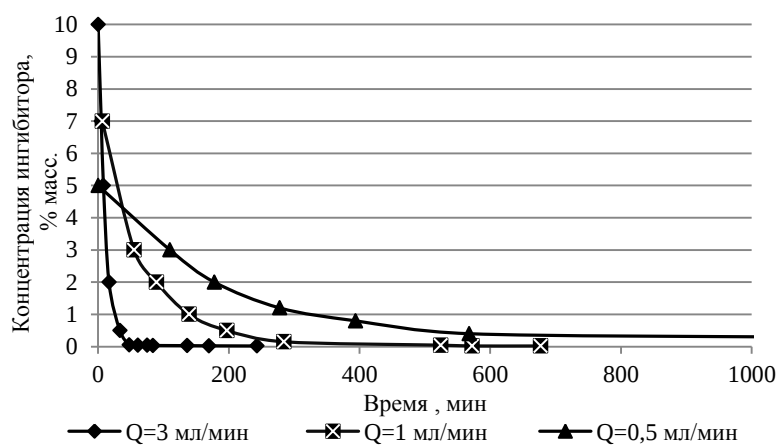


Рисунок 8 – Профиль выноса ингибитора АСПО при изменении объемного расхода жидкости по керну

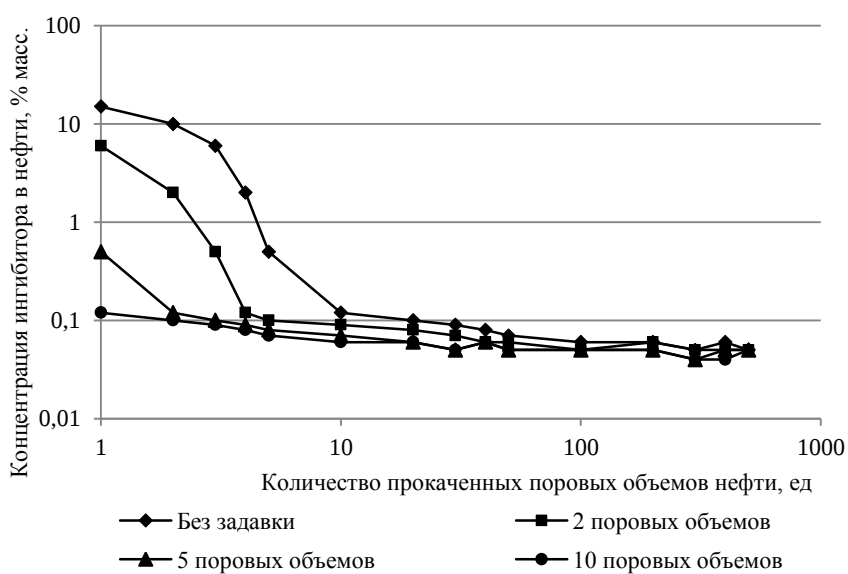


Рисунок 9 – Зависимость концентрации ингибитора АСПО в нефти на выходе из кернодержателя от количества прокаченных поровых объемов нефти

Результаты исследования адсорбционно-десорбционных процессов показали высокую адсорбционную и низкую десорбционную способности реагента ИН-1 по отношению к породе, то есть свойства, необходимые для эффективного использования ингибитора АСПО по технологии его дозирования в ПЗП.

Кроме того, как было уже отмечено выше, реагент ИН-1 обладает ингибирующими свойствами по отношению к АСПО, обладает депрессорно-диспергирующими свойствами, уменьшает температуру насыщения нефти парафином, что в совокупности позволяет рекомендовать его использование для предотвращения образования АСПО в системе «скважина-ПЗП».

В четвертой главе описана разработанная комплексная технология удаления и предупреждения АСПО в системе «скважина-ПЗП», включающая в себя технологию их удаления путем промывки скважины разработанным растворителем с последующей его закачкой в ПЗП и технологию предупреждения образования этих отложений путем дозирования разработанного ингибитора АСПО в ПЗП.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Анализ разработки нефтяных месторождений показывает, что на ее поздней стадии при ухудшении термобарических условий (снижение пластовой температуры до температуры насыщения нефти парафином, снижение забойного давления), утяжелении нефти, росте темпов обводнения, возможно образование органических отложений (АСПО) в поровом пространстве продуктивного пласта и, как следствие, ухудшение его фильтрационных свойств.

2. Анализ существующих методов и технологий удаления и предупреждения образования АСПО показывает, что наиболее эффективными и одновременно технологичными на сегодняшний день являются химические методы, включающие в себя применение растворителей и ингибиторов АСПО.

3. Промысловый опыт и анализ показывает, что наибольшей эффективностью, как правило, отличаются комплексные технологии, направленные на удаление уже сформировавшихся

отложений растворителем с последующей закачкой ингибитора АСПО в ПЗП.

4. Разработан растворитель АСПО, представляющий собой композицию, состоящую из ароматических и алифатических углеводородных растворителей, и неионогенного поверхностно-активного вещества, представляющего собой депрессорно-диспергирующую присадку, содержащую эмульгатор «Ялан-Э2» и сополимер этилена с альфа-олефинами с мол. массой от 500 до 100000 или полиалкилакрилат. Растворитель обладает высокими моющей и диспергирующей способностями по отношению к АСПО, что позволяет рекомендовать его для удаления отложений в нефтяных скважинах (для промывок скважинного оборудования от отложений).

5. Разработанный растворитель для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений с поверхности внутрискважинного оборудования запатентован и доведен до промышленного производства в ООО «Синтез – ТНП», г. Уфа.

5. Разработан ингибитор асфальтосмолопарафиновых отложений, получивший условное название ИН-1, содержащий сополимер этилена с α -олефинами или полимеры сложных эфиров акриловой, метакриловой или цианакриловой кислот, эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий и растворитель. На разработанный ингибитор АСПО подана заявка на патент, планируется его промышленное производство.

6. Разработанный ингибитор АСПО ИН-1 показал высокую адсорбционную и низкую десорбционную способности по отношению к породе, что позволяет рекомендовать его для закачки в ПЗП с целью предотвращения образования АСПО в системе «скважина-ПЗП».

7. Разработана комплексная технология удаления и предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений в системе «скважина-ПЗП», включающая в себя технологию их удаления путем промывки скважины разработанным растворителем с последующей его закачкой в ПЗП и технологию предупреждения образования этих отложений путем дозирования в ПЗП разработанного ингибитора АСПО.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Хайбуллина, К.Ш. Разработка химического состава для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтяных скважинах / М.К. Рогачев, К.Ш. Хайбуллина // Международный Научно-исследовательский журнал International research journal – №2 (44) Часть 2, 2016. – С. 99-102.
2. Хайбуллина, К.Ш. Разработка ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений и обоснование технологических параметров его дозирования в призабойную зону пласта / К.Ш. Хайбуллина, М.К. Рогачев, Г.Ю. Коробов // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации» – №9, 2018. – С. 52-58.
3. Khaibullina, K.Sh. Technology to remove asphaltene, resin and paraffin deposits in wells using organic solvents / K.Sh. Khaibullina // Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/184502-STU.
Хайбуллина К.Ш. Технология удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах с применением растворителей // Инженерное общество нефтяников. doi: 10.2118/184502-STU.
4. Пат. 2632845 (РФ) МПК C09K 8/524. Растворитель асфальтосмолопарафиновых отложений / М.К. Рогачев, К.Ш. Хайбуллина, С.Я. Нелькенбаум, К.С. Нелькенбаум : опубл. 10.10.2017.