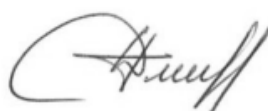


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Парфенов Дмитрий Викторович



ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Коробов Г.Ю.

Санкт-Петербург – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 ОБРАЗОВАНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	11
1.1 Процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений	11
1.1.1 Условия и принцип формирования асфальтосмолопарафиновых отложений	11
1.1.2 Основные механизмы образования отложений парафина в лифтовых трубах	13
1.1.3 Процесс старения отложений парафина	19
1.1.4 Образование отложений парафина в поровом пространстве	20
1.2 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.....	21
1.2.1 Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	21
1.2.2 Методы предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений	22
1.2.3 Способы обнаружения асфальтосмолопарафиновых отложений	24
1.2.4 Методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	25
1.3 Методы предотвращения образования АСПО за счет применения ингибиторов	27
1.3.1 Общая информация об ингибировании продукции при проблеме АСПО.....	27
1.3.2 Основные механизмы ингибирования образования АСПО	30
1.3.3 Технологии подачи ингибитора образования АСПО в скважину	33
1.3.4 Технологии подачи ингибитора образования АСПО в продуктивный пласт	36
1.4 Выводы по Главе 1	44
ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ...	46
2.1 Общая информация	46
2.2 Подбор твердой частицы-носителя ингибирующего вещества	47
2.3 Подбор ингибирующего вещества	51
2.4 Приготовление модифицированного проппанта	64

2.5 Оценка взаимовлияния модифицированного проппанта и жидкости ГРП.....	68
2.6 Выводы по Главе 2	72
ГЛАВА 3 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИНГИБИРОВАНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ...	74
3.1 Физическое моделирование процесса ингибирования образования АСПО	74
3.1.1 Методика проведения исследования для оценки эффективности технологии ингибирования	74
3.1.2 Интерпретация и обработка результатов экспериментов	76
3.2 Анализ экспериментальных данных и теоретическое описание процесса высвобождения	88
3.3 Выводы по Главе 3	94
ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ...	95
4.1 Обоснование применения разработанной технологии.....	95
4.2 Технология насыщения пористого проппанта твердофазным сэвиленом	101
4.3 Технология подачи модифицированного проппанта при проведении ГРП ...	102
4.4 Выводы по Главе 4	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	106
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	108
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	109
ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент на изобретение	125
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения.....	126

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Разработка месторождений нефти с высоким содержанием парафинов может сопровождаться формированием твердых органических отложений. При этом образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) может происходить в призабойной зоне пласта (ПЗП) и на поверхности внутрискважинного оборудования, что негативно влияет на фильтрационно-емкостные свойства коллектора и продуктивность скважин. В свою очередь, проведение мероприятий с целью устранения нежелательных последствий образования АСПО приводит к снижению коэффициента эксплуатации скважин.

На сегодняшний день распространенным способом предотвращения образования отложений парафина является использование ингибиторов формирования АСПО. Для применяемых сегодня технологий непрерывной и периодической подачи реагентов характерно следующее: резкое снижение ингибирующего эффекта при отклонениях от утвержденной технологической схемы; регулярное обслуживание оборудования для постоянной дозированной подачи реагентов; периодическое проведение мероприятий по подаче ингибитора в затрубное пространство, загрузке скважинных контейнеров, нагнетанию и задавливанию жидкого ингибитора в ПЗП.

В связи с этим актуальным является разработка эффективного и технологичного способа подачи ингибитора формирования АСПО, исключающего использование специализированного оборудования и проведения дополнительных технологических мероприятий – подача реагента может осуществляться при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП) в трещину ГРП в составе модифицированного проппанта.

Степень разработанности темы исследования

Значительный вклад в исследование проблемы АСПО внесли следующие отечественные и зарубежные ученые: Р.А. Абдуллин, А.А. Абрамзон, Л.К. Алтунина, Г.А. Бабалян, Е.И. Богомольный, Ф.С. Гарифуллин, В.Н. Глущенко, И.А. Гуськова, В.В. Девликамов, М.Ю. Доломатов, Н.Г. Ибрагимов, Я.М. Каган,

Г.Ю. Коробов, Б.А. Мазепа, Р.А. Максutow, А.Х. Мирзаджанзаде, И.Т. Мищенко, М.Х. Мусабиров, В.А. Рагулин, В.А. Рассказов, Ю.В. Ревизский, М.К. Рогачев, В.А. Сахаров, М.А. Силин, Б.М. Сучков, А.Г. Телин, В.П. Тронов, З.А. Хабибуллин, А.Я. Хавкин, Н.И. Хисамутдинов, Д.М. Шейх-Али, J.A. Ajienka, T.S. Brown, R. Coutinho, J.L. Creek, F. Fleyfel, W. Frenier, R. Hoffmann, K.J. Leontaritis, G. Mansoori, O.C. Mullins и др.

Несмотря на то, что данная проблема рассмотрена с разных сторон (условия и механизмы формирования отложений, способы предотвращения и удаления), на данный момент остаются вопросы, требующие углубленного изучения. В связи с этим встает вопрос об актуальности проведения исследования, посвященного повышению эффективности эксплуатации нефтяных скважин в условиях образования органических отложений.

Объект исследования – нефтяные скважины, эксплуатирующиеся с применением гидравлического разрыва пласта, в условиях формирования асфальтосмолопарафиновых отложений.

Предмет исследования – физико-химические процессы, протекающие в трещине ГРП после подачи в нее высокомолекулярного вещества, и оценка его ингибирующей способности по отношению к асфальтосмолопарафиновым отложениям.

Цель работы – повышение эффективности технологий предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтяных скважинах, эксплуатируемых с применением гидравлического разрыва пласта.

Идея исследования

Для достижения поставленной цели в трещину ГРП подается твердофазный ингибитор образования асфальтосмолопарафиновых отложений в составе модифицированного проппанта.

Задачи исследования:

1. Выполнить анализ современных способов предупреждения и удаления твердых органических отложений, применяемых с целью повышения эффективности эксплуатации скважин.

2. Разработать способ борьбы с образованием АСПО за счет ингибирования путем подачи реагента в трещину ГРП.

3. Разработать способ насыщения пористого проппанта твердофазным ингибирующим веществом с возможностью последующего его высвобождения при контакте с добываемой продукцией.

4. Провести экспериментальные исследования физико-химических процессов, протекающих при высвобождении твердого ингибирующего вещества из модифицированного проппанта.

5. Описать механизм высвобождения твердого ингибирующего вещества из модифицированного проппанта в процессе ингибирования.

6. Разработать технологию предотвращения формирования АСПО в нефтяных скважинах, эксплуатируемых с применением гидравлического разрыва пласта, основанную на подаче ингибитора в трещину ГРП.

Научная новизна работы:

1. Экспериментально установлено, что при добавлении к высокопарафинистой нефти сополимера этилена и винилацетата (с массовой долей винилацетата 26...30 %) в количестве более 5 г/т снижается температура застывания нефти, ее вязкость при температурах ниже точки насыщения нефти парафином и интенсивность образования отложений на поверхности холодного стержня, что свидетельствует об ингибирующей способности данного химического реагента по отношению к АСПО.

2. Выявлена и экспериментально подтверждена способность пористых проппантоподобных частиц, содержащих в порах твердофазный сополимер этилена и винилацетата (с массовой долей винилацетата 26...30 %), высвобождать в поток нефти химический реагент за счет растворения поверхностного слоя сополимера и экстрагирования в системе «твердый сополимер этилена и винилацетата – нефть» при их омывании.

Соответствие паспорту специальности

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений по пункту 2:

«Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломассообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода».

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Установлен механизм высвобождения твердого сополимера этилена и винилацетата из пористой структуры частицы проппанта, заключающийся в одновременном растворении поверхностного слоя сополимера и экстрагировании в системе «твердый сополимер этилена и винилацетата – нефть».

2. Разработан способ насыщения пористого проппанта твердофазным сополимером этилена и винилацетата, заключающийся в насыщении частиц раствором сополимера этилена и винилацетата в ксилоле с последующим удалением растворителя.

3. Разработано и запатентовано (патент на изобретение № 2818386) устройство для насыщения пористого проппанта твердофазным ингибирующим веществом (приложение А).

4. Разработан способ ингибирования формирования АСПО, основанный на подаче в трещину ГРП модифицированного проппанта, одновременно выполняющего функцию расклинивающего наполнителя и являющегося источником ингибитора.

5. Материалы и результаты были использованы при формировании и актуализации методических рекомендаций компании ООО «ПМ-ГРУПП» по тестированию образцов полимерных составов, а также при моделировании процесса адсорбции и десорбции высокомолекулярных веществ на горных породах (акт внедрения от 07.05.2024, Приложение Б).

Методология и методы исследований

Работа выполнена в соответствии со стандартными методами теоретических исследований, а также со стандартными и разработанными методиками проведения экспериментальных исследований (исследования физических свойств пористых частиц, исследования реологических и физических свойств нефти, физическое моделирование процесса ингибирования образования АСПО и др.). Обработка экспериментальных данных проводилась с помощью методов математической статистики.

Положения, выносимые на защиту:

1. При разработке ингибиторов образования АСПО следует учитывать установленную способность сополимера этилена и винилацетата (с массовой долей винилацетата 26...30 %) при добавлении к высокопарафинистой нефти снижать интенсивность формирования АСПО на поверхности холодного стержня, температуру застывания нефти и ее вязкость при температурах ниже точки насыщения нефти парафином.

2. Установление способности пористых пропантоподобных частиц, содержащих в порах твердофазный сополимер этилена и винилацетата (с массовой долей винилацетата 26...30 %), высвобождать его в поток нефти при их омывании, позволило разработать технологию предотвращения формирования АСПО, основанную на ингибировании путем подачи в трещину ГРП твердофазного ингибитора образования АСПО в составе модифицированного пропанта.

Степень достоверность результатов исследования подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с применением современного высокоточного оборудования комплексной лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II, достаточной сходимостью расчетных и экспериментальных данных и воспроизводимостью полученных результатов. Полученные результаты апробированы на всероссийских и международных конференциях.

Апробация результатов за последние 3 года проведена на 6 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 2 международных:

Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (г. Санкт-Петербург, 15-16 ноября 2022);

XXIV Международная молодёжная научная конференция «Севергеоэкотех-2023» (г. Ухта, 30-31 марта 2023);

Всероссийская конференция «Передовые технологии нефтегазовой отрасли» (г. Сургут, 24 ноября 2023);

6-я научно-техническая конференция «Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин в осложненных условиях 2024» (г. Москва, 08-09 октября 2024);

Научная конференция студентов и аспирантов «Полезные ископаемые России и их освоение» (г. Санкт-Петербург, 21-25 октября 2024);

XX Всероссийская конференция-конкурс «Актуальные проблемы недропользования» (г. Санкт-Петербург, 01-07 декабря 2024).

Личный вклад автора

Анализ и обобщение ранее опубликованных материалов по теме диссертационного исследования; постановка задач исследования; проведение экспериментов на лабораторной базе Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II; математическое моделирование физико-химических процессов; обработка и интерпретация экспериментальных данных; подготовка текста работы, формулирование выводов и основных защищаемых положений.

Публикации

Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 5 печатных работах (пункты списка литературы № 17, 18, 21, 73, 88), 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. Получен 1 патент на изобретение (Приложение А).

Структура диссертации

Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 123 наименования. Диссертация изложена на 127 страницах машинописного текста, содержит 49 рисунков и 17 таблиц.

Благодарности

Автор выражает благодарность научному руководителю – доценту кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Коробову Григорию Юрьевичу, всем сотрудникам кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений за оказанную помощь, а также к.т.н. Сандыге Михаилу Сергеевичу за помощь в проведении экспериментальных исследований.

ГЛАВА 1 ОБРАЗОВАНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

1.1 Процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений

1.1.1 Условия и принцип формирования асфальтосмолопарафиновых отложений

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) могут встречаться на всех этапах добычи и транспортировки нефти: в продуктивном пласте, в добывающих скважинах, в выкидных линиях, в трубопроводах и в резервуарах. При этом независимо от места формирования отложений можно выделить основные условия образования АСПО в системе «пласт-скважина»:

- присутствие в добываемой продукции асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), способных к осаждению;
- снижение температуры потока до температуры, при которой появляются первые кристаллы парафина;
- безотрывное при данных гидродинамических условиях сцепление АСПО с коллекторской породой или поверхностью оборудования.

Изменение термобарических условий в процессе добычи нефти может привести к выпадению парафинов, церезинов, асфальтенов и смол с последующим образованием отложений, которые могут включать в себя попутную воду и механические примеси. Поскольку содержание конкретных компонентов непосредственно влияет на процесс образования АСПО, их свойства и выбор методов борьбы с ними, знание состава АСПО имеет практическое значение.

В зависимости от соотношений содержания парафинов, смол и асфальтенов выделяют три типа АСПО:

- парафиновые отложения (при выполнении условия $(C+A)/П < 0,9$);
- асфальтеновые отложения (при выполнении условия $(C+A)/П > 1,1$);
- смешанные отложения (при выполнении условия $(C+A)/П \approx 0,9-1,1$) [5].

Наиболее частой и серьезной является проблема образования отложений парафинового типа, поэтому основное внимание уделяется кристаллизации парафина.

Под кристаллизацией парафина подразумевается процесс образования твердых частиц компонента, который протекает в три этапа: зародышеобразование, рост кристаллов и их агломерация. Ключевым параметром, влияющим на данный процесс, является температура потока нефти. При достижении критического значения температуры, когда кинетическая энергия молекул парафина уменьшается в результате охлаждения потока, начинается формирование ядер твердого парафина: молекулы парафина, сцепляясь и отделяясь, постепенно образуют кластеры, которые со временем становятся стабильными и достигают критических размеров [95]. Наличие стабильного ядра является главным условием начала стадии роста – присоединение новых молекул парафина и увеличение размера кристалла [113]. Данное критическое значение температуры называется температурой насыщения нефти парафином, или температурой помутнения, поскольку образовавшиеся твердые частицы приводят к помутнению прозрачных нефтепродуктов.

При разработке месторождений со временем температура продуктивного пласта может снижаться. Распространенной причиной снижения пластовых температур является применение системы поддержания пластового давления за счет закачки воды в пласт [30]. Соответственно, кристаллы парафина могут формироваться в продуктивном пласте в зонах пониженных температур, что приводит к коагуляции порового пространства призабойной зоны пласта (ПЗП) отложениями парафина.

При течении нефти в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и трубопроводах в потоке продукции также могут быть участки, где температура ниже точки помутнения вследствие теплообмена с окружающей средой. При этом в зависимости от гидродинамических условий и распределения температуры в потоке выделяют следующие принципы образования парафиновых отложений на поверхности промыслового оборудования:

- осадочно-объемная теория, согласно которой кристаллы парафина образуются в объеме потока и постепенно оседают на внутренней поверхности оборудования;
- кристаллизационно-поверхностная теория, согласно которой кристаллизация парафина происходит непосредственно на поверхности оборудования;
- смешанный принцип, при котором формирование отложений протекает за счет и осадочно-объемных, и поверхностных процессов [23, 24].

1.1.2 Основные механизмы образования отложений парафина в лифтовых трубах

Совокупность физических процессов, лежащих в основе формирования АСПО на поверхности оборудования, называется механизмами образования. Изучению и оценке вклада разных механизмов в процесс формирования отложений посвящено большое количество научных трудов. На данный момент исследовательский опыт позволил выделить основные механизмы образования АСПО на внутренней поверхности лифтовых труб:

- молекулярная диффузия;
- сдвиговые воздействия (сдвиговая дисперсия и сдвиговое удаление);
- броуновская диффузия;
- гравитационное осаждение;
- термодиффузия [21].

Молекулярная диффузия

При подъеме нефти на поверхность температура нефтяной смеси в каждой точке потока отличается от температуры окружающей среды: горной породы, зоны затрубного пространства, металлического оборудования. При этом режим и скорость потока нефти в лифтовых трубах могут быть различны, что влияет на распределение температуры жидкости вдоль ствола скважины и в поперечном сечении потока. Второе зависит от разницы температуры между нефтью и стенкой оборудования, а также от режима потока – турбулентный режим способствует пересечению линий тока и отсутствию четкого и стабильного температурного

градиента. Однако независимо от общего режима течения жидкости в пристеночной зоне всегда выделяется ламинарный подслой, в котором существует радиальный температурный градиент. Авторы работ [79, 67, 105] указывают, что молекулярная диффузия происходит только в пристеночном подслое.

Как уже отмечалось, в зонах, где температура потока меньше температуры насыщения нефти парафином, происходит его кристаллизация. В свою очередь это приводит к снижению концентрации растворенного парафина вблизи стенок труб и нарушению равновесия – возникает радиальный градиент концентрации. Стремление системы вернуть равновесие способствует переносу растворенного парафина по направлению к стенкам лифтовых труб в зоны пониженной концентрации. Соответственно, по такому принципу происходит подпитка новыми молекулами растворенного парафина, который, в свою очередь, также кристаллизуется.

Дальнейшая агломерация кристаллов приводит к образованию объемной сетки парафина. В случае, когда напряжение сдвига поверхности будет ниже объемной прочности граничного слоя потока нефти, он может прилипнуть к поверхности трубы и образовать первоначальный гелеобразный слой. Авторы работ [43, 53, 113] указывают, что образовавшаяся структура способна захватывать некоторое количество нефти, воды, механических примесей, что приводит к образованию поровой среды.

Стоит отметить, что не все молекулы растворенного парафина в дальнейшем участвуют в увеличении размера отложений. Некоторая их часть продолжает диффундировать в уже существующие отложения, что соответствует процессу старения (раздел 1.1.3).

На рисунке 1.1 схематично представлен принцип образования отложений парафина за счет молекулярной диффузии.

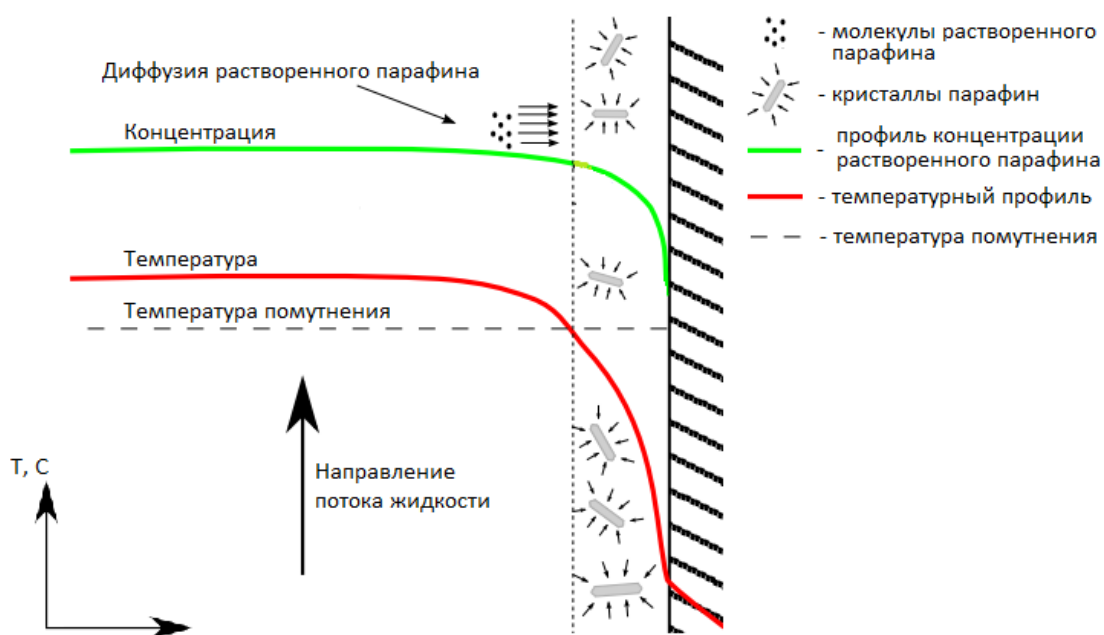


Рисунок 1.1 – Принцип переноса растворенного парафина при наличии радиального температурного градиента [102]

Изучению влияния температурного градиента на процесс образования отложений посвящено большое количество научных трудов, основная часть которых заключается в экспериментальных исследованиях на циркуляционной установке (flow loop system) [18]. При этом основными параметрами, позволяющими оценить зависимость интенсивности формирования отложений, являются значения температур потока нефти ($T_{\text{п}}$) и охлаждающей жидкости ($T_{\text{охл}}$), имитирующей охлаждение внутренних стенок нефтепромыслового оборудования. В таблице 1.1 представлены зависимости, полученные в предыдущих исследованиях влияния температурного градиента (ΔT) на интенсивность образования парафиновых отложений ($T_{\text{н}}$ – температура насыщения нефти парафином).

Таблица 1.1 – Результаты предыдущих исследований образования отложений парафина при различных температурных условиях (составлено автором)

Температурный градиент, ΔT	Температурные условия	Отложения парафина	Источник
Увеличение	$T_{\text{п}} = \text{const}$; Снижение $T_{\text{охл}}$	Увеличение	[83]
Увеличение	$T_{\text{п}} = \text{const}$; Снижение $T_{\text{охл}}$	Увеличение	[112]
Увеличение	$T_{\text{п}} = \text{const}$; Снижение $T_{\text{охл}}$	Увеличение	[69]

Продолжение таблицы 1.1

Увеличение	$T_{\text{п}} = \text{const}$; Снижение $T_{\text{охл}}$	Увеличение	[97]
Увеличение	$T_{\text{п}} = \text{const}$; Снижение $T_{\text{охл}}$	Увеличение	[111]
Увеличение	$T_{\text{п}} = \text{const}$; Снижение $T_{\text{охл}}$	Увеличение	[60]
Увеличение	$T_{\text{п}} = \text{const}$; Снижение $T_{\text{охл}}$	Увеличение	[74]
Увеличение	$T_{\text{п}} = \text{const}$; Снижение $T_{\text{охл}}$	Увеличение	[115]
Увеличение	$T_{\text{п}} = \text{const}$; Снижение $T_{\text{охл}}$	Снижение	[43]
Увеличение	Увеличение $T_{\text{п}}$; $T_{\text{охл}} = \text{const}$	Снижение	[69]
Увеличение	Увеличение $T_{\text{п}}$; $T_{\text{охл}} = \text{const}$	Снижение	[94]
Увеличение	Увеличение $T_{\text{п}}$; $T_{\text{охл}} = \text{const}$	Снижение	[72]
Увеличение	Увеличение $T_{\text{п}}$; $T_{\text{охл}} = \text{const}$	Снижение	[50]
Увеличение	Увеличение $T_{\text{п}}$; $T_{\text{охл}} = \text{const}$	Снижение	[82]
Увеличение	Увеличение $T_{\text{п}}$; $T_{\text{охл}} = \text{const}$	Снижение	[71]
Увеличение	Увеличение $T_{\text{п}}$ ($T_{\text{п}} < T_{\text{н}}$); $T_{\text{охл}} = \text{const}$ Увеличение $T_{\text{п}}$ ($T_{\text{п}} > T_{\text{н}}$); $T_{\text{охл}} = \text{const}$	Увеличение Снижение	[43]
Увеличение	Увеличение $T_{\text{п}}$; $T_{\text{охл}} = \text{const}$	Увеличение	[86]
Увеличение	Увеличение $T_{\text{п}}$; $T_{\text{охл}} = \text{const}$	Увеличение	[74]
Увеличение	Увеличение $T_{\text{п}}$; $T_{\text{охл}} = \text{const}$	Увеличение	[115]
$\Delta T_1 = \Delta T_2$	$T_{\text{п1}} \neq T_{\text{п2}}$; $T_{\text{охл1}} \neq T_{\text{охл2}}$	Равенство	[74]
$\Delta T = 0$	$T_{\text{п}} < T_{\text{н}}$	Отсутствует	[52]
$\Delta T = 0$	$T_{\text{п}} < T_{\text{н}}$	Отсутствует	[50]
$\Delta T = 0$	$T_{\text{п}} < T_{\text{н}}$	Присутствует	[123]
$\Delta T < 0$	$T_{\text{п}} < T_{\text{н}}$	Присутствует	[123]

Несмотря на общепринятое признание вклада молекулярной диффузии в процесс формирования отложений парафина, анализ научной литературы показал отсутствие общепринятой теории, описывающей влияние температурного градиента на процесс образования отложений.

Сдвиговые воздействия

Сдвиговые воздействия включают в себя два механизма образования АСПО: сдвиговое удаление и сдвиговую дисперсию. Оба указанных процесса подразумевают воздействие потока жидкости на уже образовавшиеся кристаллы парафина.

Сдвиговое удаление подразумевает отрыв кристаллов парафина или отслаивание части от уже образовавшихся отложений при условии, когда напряжение сдвига поверхности превышает структурную прочность отложений

[105]. Данный эффект учитывается в некоторых расчетных моделях [58, 85], а также оказывает существенное влияние на процесс образования АСПО [80, 96].

Дисперсия сдвига заключается в боковом смещении твердых частиц парафина в направлении к внутренней поверхности трубы за счет действия поперечных подъемных сил. При движении взвешенных частиц в потоке жидкости с параболическим профилем скорости на сферическую частицу действует инерционная сила, направленная к стенке трубы [78]. Однако в работе [101] указывается, что направление вектора данной силы зависит от соотношения скоростей взвешенной частицы и жидкости. Второй подъемной силой, действующей на частицу в потоке жидкости, является сила, вызванная наличием стенки. Перераспределение пристеночных потоков жидкости при приближении частицы приводит к изменению скорости потока в области между частицей и центральной осью потока и, соответственно, к смещению частицы к центру потока.

Таким образом, основными силами, действующими на взвешенные в объеме потока кристаллы парафина, являются инерционная подъемная сила и подъемная сила, вызванная наличием стенки. При движении частиц в потоке действие описанных сил меняется: когда частица смещается близко к центральной оси потока, преобладает подъемная сила, вызванная градиентом сдвига. Однако, когда частица мигрирует ближе к стенке, доминирующей является подъемная сила, вызванная эффектом стенки. На рисунке 1.2 схематично представлены поперечные силы, действующие на кристалл парафина в пристеночном слое потока.

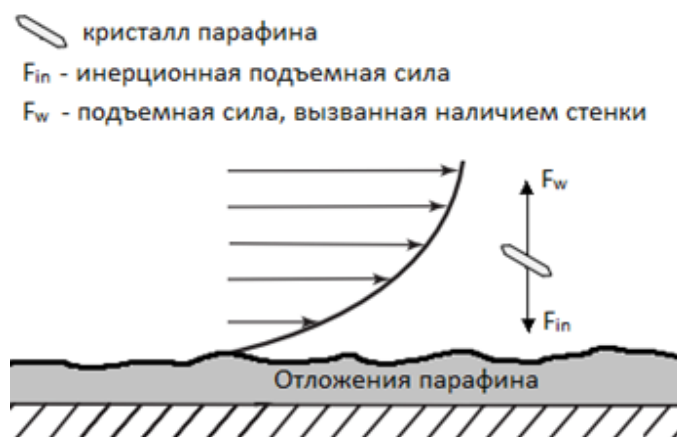


Рисунок 1.2 – Силы, действующие на кристалл парафина в потоке и способствующие их боковому перемещению [102]

Автор работы [53] описывает другой механизм латерального переноса кристаллов парафина. В работе указывается, что боковое смещение происходит за счет взаимного воздействия кристаллов парафина, вращающихся из-за градиента сдвига. Вращающаяся частица придает круговое движение слою жидкости, прилегающему к ней в связи с силами вязкости. Данная область жидкости может оказывать влияние на соседние частицы и при условии их высокой концентрации способствовать многочисленным взаимодействиям и переносу частиц.

Стоит отметить, что указанные выше принципы движения частиц в потоке жидкости применимы только для объектов сферической формы. Поскольку кристаллы парафина обладают сложной структурой, перенос частиц потоком жидкости в данном случае не может быть точно определен гидродинамическими расчетами.

Броуновская диффузия

Броуновская диффузия как механизм образования отложений парафина подразумевает движение мельчайших твердых частиц парафина за счет их хаотичных столкновений с термически взволнованными молекулами нефти. Данные столкновения суммарно могут привести к движению мелких кристаллов парафина в охлажденные зоны потока.

На сегодняшний день роль броуновской диффузии при формировании отложений парафина слабо изучена и отсутствует достаточное количество экспериментальных данных, позволяющих сделать какие-либо выводы.

Гравитационное осаждение

Гравитационное осаждение происходит из-за разности плотности кристаллов парафина и нефти – твердые частицы парафина оседают под действием силы тяжести. Предполагается, что данный механизм может оказывать влияние на интенсивность формирования АСПО в нижней части трубопровода или на дне резервуара, но не в вертикальных добывающих скважинах [45, 79].

Термодиффузия

Механизмом образования отложений парафина, связанным с температурным градиентом, является термодиффузия, или эффект Соре. Однако стоит отметить,

что молекулярная диффузия в большей степени является концентрационной диффузией, а термодиффузия основана на массовом разделении, вызванном радиальным градиентом температуры внутри трубопровода или колонны подъемных труб. При термодиффузии более крупные молекулы перемещаются в области с пониженной температурой, а мелкие в более теплые зоны [67, 95, 123]. Некоторые авторы [49] учитывают эффект термодиффузии, в то время как значительная часть пренебрегают данным механизмом.

1.1.3 Процесс старения отложений парафина

Результаты многих исследований процесса образования АСПО [43, 53] указывают на изменения содержания парафина в отложениях и их плотности – оба показателя увеличиваются со временем. Данный процесс уплотнения первоначального гелеобразного слоя обозначается старением и считается общепринятым этапом формирования АСПО.

При движении растворенного парафина за счет молекулярной диффузии не все молекулы парафина кристаллизуются и участвуют в увеличении отложений, часть из них продолжает диффундировать внутрь гелеобразного отложения.

Захваченная структурами парафина нефть при его кристаллизации освобождается от некоторого количества более тяжелых компонентов. При этом минимальное углеродное число выделившихся компонентов обозначается как критическое углеродное число. Соответственно, в гелеобразном слое доля растворенных молекул с числом атомов углерода выше критического числа уменьшается, что приводит к диффузии молекул растворенного парафина в гелеобразное отложение и встречной диффузии депарафинизированной нефти [113]. На рисунке 1.3 схематично представлен описанный процесс старения отложений.

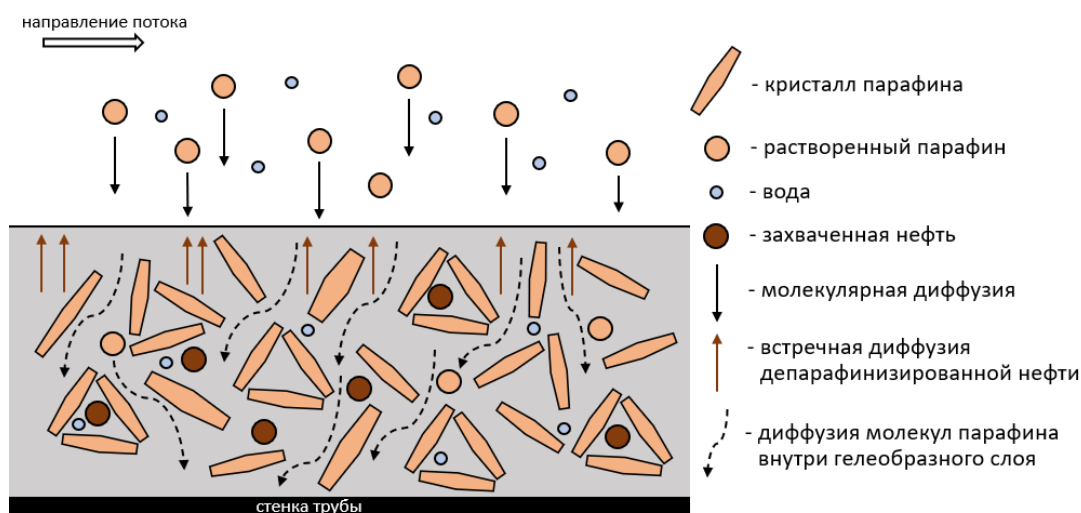


Рисунок 1.3 – Процесс старения парафиновых отложений (составлено автором)

1.1.4 Образование отложений парафина в поровом пространстве

Вскрытие продуктивного пласта нарушает первоначальное равновесие системы, что приводит к изменениям физических и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора. Ухудшение характеристики ПЗП может быть вызвано разными причинами. Опыт исследования факторов изменения ФЕС и промысловые данные указывают на то, что одной из причин может являться накопление твердых органических отложений в поровом пространстве ПЗП вследствие изменения термобарических условий. Практическим подтверждением этого является снижение дебитов скважин, добывающих парафинистую нефть [4]. Образовавшиеся твердые частицы парафина способны цепляться за поверхность породы и частично закупоривать поровые каналы. В связи с этим снижается фазовая проницаемость по нефти [20, 31, 36].

Так же, как и при образовании отложений парафина в лифтовых трубах, основным фактором является температура. К причинам снижения температуры в ПЗП можно отнести: поглощение холодных технологических жидкостей, применение холодной воды в системе поддержания пластового давления (ППД), резкое снижение давления потока [22, 30].

Резкое изменение давления в ПЗП в случае снижения ниже давления насыщения приводит к выделению большого объема свободного газа совместно с большими скоростями снижает пластовую температуру и нарушает фазовое

равновесие [22]. Некоторые ученые утверждают о том, что формирование органических отложений в поровом пространстве продуктивного пласта может начаться уже при его первичном вскрытии бурением в результате поглощения холодных технологических жидкостей [87].

Стоит отметить, что на сегодняшний день процесс образования АСПО в поровом объеме остается малоизученным ввиду сложного механизма формирования. Однако исследовательский опыт позволил сделать некоторые заключения.

Автор работы [12] указывает, что принцип кристаллизации парафина в поровом пространстве схож с аналогичным процессом в свободном объеме. При этом называется ключевое отличие образования парафиновых отложений в поровом пространстве – более высокое значение температуры насыщения нефти парафином в случае пористой среды. Автор объясняет полученные результаты тем, что на поверхности твердой фазы возрастает вероятность образования первого устойчивого зародыша твердой фазы парафина за счет более низкой средней энергии образования кристалла. Аналогичные результаты относительно температуры насыщения нефти парафином представлены в работах [20, 30].

В работе [34] представлены экспериментальные исследования, которые заключались в фильтрации модельной нефти с взвешенными в объеме кристаллами парафина через модель пористой среды и дальнейшей оценке их склонности к сцеплению с поверхностью среды. Результаты показали, что твердые частицы парафина практически не зацеплялись в образце и транспортировались потоком. Однако автор отмечает отсутствие асфальто-смолистых веществ (АСВ) в составе модельной нефти, что потенциально могло повлиять на интенсивность коагуляции.

1.2 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

1.2.1 Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

На сегодняшний день разработано большое количество технологий, направленных на решение проблемы формирования АСПО в системе «ПЗП-

скважина». При этом широкий перечень методов борьбы обоснован особенностями каждого объекта, на котором проводятся работы: должны учитываться свойства и состав добываемой продукции, условия эксплуатации и конструкции скважин и другие параметры разработки (технологические, технические, геологические и экономические факторы).

Распространенным подходом к ограничению осложнений, независимо от характера проблемы, является применение двух видов стратегии: реактивной или/и проактивной. Первая подразумевает решение проблемы после возникновения осложнения, а вторая стратегия подразумевает его предупреждение.

1.2.2 Методы предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений

Механические методы предотвращения образования АСПО заключаются в применении специальных покрытий и материалов изготовления оборудования. Они должны обладать гладкой поверхностью, высокой полярностью.

В работах [26, 119] представлены анализ и исследования материалов подъемных труб и покрытий, которые способствуют снижению интенсивности образования отложений парафина: лакокрасочные материалы, силикатные материалы (стекло, стеклоэмали), стеклопластиковые материалы, силикатно-эмалевые покрытия, пластмассы, полимерные материалы и прочие. Подобранный материал должен обеспечивать высокую эффективность предотвращения образования отложений с сохранением высоких качеств в течение продолжительного срока.

Физические методы предотвращения заключаются в создании ультразвуковых и вибрационных колебаний; электрических, магнитных и электромагнитных полей. Наиболее изученным из физических методов является создание магнитного поля, действующего на поток продукции.

Добываемая водонефтяная эмульсия может содержать примеси железа в виде агрегатов его ферромагнитных микрокристаллов [26]. Магнитное воздействие на данные агрегаты приводит к их разрушению на более мелкие частицы, которые, в свою очередь, могут выступать центрами кристаллизации парафина [49]. При этом

в работе [62] указывается, что действие магнитного поля способствует изменению в протекании процесса роста кристаллов парафина и ограничивает формирование кластеров. Таким образом, образовавшиеся мелкие кристаллы парафина остаются во взвешенном состоянии и выносятся на поверхность, не закрепляясь на поверхности НКТ.

Тепловые методы предотвращения направлены на поддержание температуры потока нефти выше температуры помутнения за счет подвода дополнительного тепла или снижения интенсивности теплообмена с окружающей средой [26]. К данным способам относится применение нагревательных кабелей, внутрискважинных нагревателей и теплоизоляционных покрытий.

Технологические методы предотвращения подразумевают косвенное влияние на интенсивность образования АСПО за счет изменения дебита скважины и параметров работы насоса. Как было рассмотрено ранее, на процесс формирования АСПО влияют режим течения продукции и распределение температуры по стволу скважины. Соответственно, изменение распределения температуры флюида вдоль ствола скважины и снижение потерь тепла в связи с увеличением скорости потока приводит перераспределению зон потока с температурой меньше точки помутнения. Также увеличение дебита скважины способствует усилению эффекта сдвигового удаления, повышению турбулентности потока, что снижает интенсивность образования отложений.

Химические методы предупреждения АСПО заключаются в подаче различными способами в скважинную продукцию или закачку в ПЗП ингибиторов, снижающих интенсивность образования отложений. Технологии ингибирования подробно рассмотрены в разделе 1.3.

К **нетрадиционным методам** предотвращения образования отложений в колонне НКТ и трубопроводах относятся способы, не получившие широкого применения в полевых условиях.

Распространенным принципом данных методов является намеренное охлаждение потока нефти ниже температуры начала кристаллизации парафина. Резкое снижение температуры потока приводит к тому, что растворенный парафин

не продвигается к стенке трубы по принципу молекулярной диффузии, а кристаллизуется в объеме нефти. В свою очередь, образовавшиеся твердые частицы уносятся потоком нефти, не откладываясь на внутренней поверхности стенок. Описанный принцип может осуществляться различными технологическими и техническими решениями, и соответствующие методы в литературе обозначаются как холодный поток, рециркуляция холодной нефти, дроссельное охлаждение, охлаждение соплом Лаваля и другие [44, 104, 109, 119]. Помимо указанных, для предотвращения образования АСПО может использоваться специальное оборудование, изменяющее скорость и траекторию потока.

С целью повышения эффективности борьбы с АСПО могут использоваться **комбинированные методы** предотвращения, а также совместное применение стратегии предупреждения и удаления. При этом отсутствуют универсальные подходы, а выбор технологии основывается исходя из геологических и технологических факторов, технических возможностей, рентабельности.

1.2.3 Способы обнаружения асфальтосмолопарафиновых отложений

Опыт применения методов предотвращения показывает невозможность обеспечения полноценного предупреждения образования АСПО с учетом экономических затрат на проведение мероприятий. Соответственно, периодически возникает необходимость удаления отложений, при этом способы предотвращения позволяют увеличить межочистной период работы скважины (МОП). С целью определения оптимального МОП существует задача по обнаружению отложений в колонне НКТ.

Образовавшееся крупное АСПО возможно определить, учитывая изменения дебита скважины, а также параметров ее работы, например, изменение максимальной нагрузки на головку балансира. Однако обнаружение мелких или зарождающихся отложений требует особых подходов – прямого или косвенного действия.

К первым относятся применение стандартной кавернометрии, спуск видеокамеры, установка контрольных устьевых катушек [104]. Последние

позволяют провести аналогию в свойствах АСПО и интенсивности их образования на устье скважины, выкидной линии и в колонне НКТ. Исходя из данных соотношений, с учетом некоторых допущений становится возможным оценить количество АСПО в скважине.

Преимуществом косвенных способов является применимость без простоя скважины. К ним относятся метод перепада давления, метод теплопередачи, метод распространения волны [13, 27, 113]. Образование АСПО на внутренней поверхности стенок НКТ приводит к уменьшению живого сечения потока. В связи с этим увеличиваются потери давления в стволе скважины.

Также для прогнозирования АСПО могут применяться аналитические методы, математические модели, созданные на основании результатов лабораторных и промысловых экспериментов [27].

На сегодняшний день нефтяные компании производят депарафинизацию скважин в случае возникновения в НКТ существенного количества отложений парафина или согласно определенному календарному графику, разработанному исходя из опыта проведения мероприятий. Однако данный подход требует существенных изменений – улучшение технологий обнаружения участков с образовавшимися АСПО; разработка и усовершенствование методов прогнозирования оптимального МОП на основе математических моделей, описывающих процесс формирования АСПО [88].

1.2.4 Методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений

Механическое удаление АСПО осуществляется специальными скребками, общий принцип действия которых заключается в периодическом соскабливании слоя отложений с внутренней поверхности НКТ. В зависимости от способа эксплуатации скважины, параметров ее работы и свойств отложений применяются скребки различной конструкции и принципа их подачи в зону образования АСПО.

Основными достоинствами данного метода является высокая эффективность при относительной простоте технологии. С другой стороны, срезанные и сорванные отложения могут привести к закупорке и образованию новых пробок АСПО, к необходимости борьбы с ними в наземной части системы. Комбинирование же

механического удаления с предотвращением образования отложений подачей химреагентов является распространенным подходом к решению проблемы АСПО.

Тепловые методы удаления АСПО основываются на способности парафиновых отложений плавиться при определенной температуре. Необходимая температура достигается за счет применения нагревателей или проведения обработки горячими агентами (нефть, вода, пар).

Основными недостатками и ограничениями применения обработки теплоносителем являются: соображения безопасности в случае закачки горячей нефти, существенное снижение температуры агента с увеличением глубины залегания и потери тепла, повторное образование АСПО при снижении температуры потока, потребление большого количества энергии на нагрев агента.

В случае проведения каких-либо мероприятий, включающих подъем НКТ, трубы могут быть обработаны горячим паром и очищены с помощью поршня непосредственно на поверхности.

К тепловым методам удаления отложений также относится применение химических термогенераторов с целью прогрева ПЗП. Принцип их работы заключается в контролируемом выделении тепла для плавления отложений парафина при протекании экзотермических реакций [44,119].

Микробиологическое удаление АСПО заключается в обработке скважины или ПЗП специальными микроорганизмами, бактериями. В большинстве случаев микробиологические продукты закачивают пачками в затрубное пространство с определенной периодичностью для поддержания размеров колонии, при этом не происходит неконтролируемое увеличение ее размеров [109].

Распространенным способом удаления отложений является применение химических реагентов – **растворителей** АСПО [37, 44]. Они используются при обработке ПЗП, а также растворяют отложения с внутренней поверхности НКТ. При этом не подразумевается полное растворение твердых отложений с поверхности лифтовых труб. В большинстве случаев часть АСПО, отслаиваясь, превращается в хлопьеобразные частицы за счет диспергирующей способности

применяемого реагента [42, 44, 104]. А затем в таком состоянии частицы выносятся потоком продукции на поверхность.

В процессе взаимодействия АСПО и растворителя молекулы реагента проникают внутрь отложений незначительно. Соответственно, процесс растворения, в основном, протекает на поверхности раздела фаз – АСПО и растворитель [14, 41]. При этом с целью повышения растворяющей способности могут добавляться ПАВ, которые проникают в микротрещины отложений и улучшает диспергирующий эффект.

Существует широкий перечень растворителей АСПО, среди которых можно выделить следующие группы: индивидуальные соединения, растворители природного типа, продукты и отходы нефтепереработки и нефтехимии, многокомпонентные смеси.

Анализ методов предотвращения, удаления АСПО и мировой опыт их применения показывает, что эффективнее осуществлять **комбинированный** подход. К таким способам можно отнести совместное применение ингибиторов и специальных покрытий; ПАВ или диспергаторов в сочетании с обработкой горячими агентами; тепловых методов удаления и теплоизоляционных покрытий; ингибирования и механического удаления скребками; теплового воздействия и растворителей АСПО [44, 109, 113].

1.3 Методы предотвращения образования АСПО за счет применения ингибиторов

1.3.1 Общая информация об ингибировании продукции при проблеме АСПО

Химические методы предупреждения АСПО заключаются в подаче различными способами в скважину или ПЗП реагентов, снижающих интенсивность формирования отложений – ингибиторов образования АСПО. При этом состав ингибитора должен отвечать определенным требованиям, предъявляемым к химическим реагентам:

- отсутствие влияния на качество продукции и процессы нефтепереработки;
- умеренные токсикологические и пожароопасные свойства;

- наличие эффективности ингибирования при рациональном расходе реагента;

- технологичность при работе на промысле в определенных условиях;

- подтвержденная лабораторными исследованиями эффективность.

К основным характеристикам нефти, которые могут измениться при действии ингибиторов образования АСПО, относятся: температура застывания, температура насыщения нефти парафином и вязкость нефти.

Добавление реагентов может значительно снизить температуру застывания нефти и ее вязкость [57]. Исследования влияния ингибиторов на температуру помутнения показали противоречивые результаты. В работах [59, 92] представлены результаты, согласно которым добавление ингибитора не приводит к существенному изменению параметра, в то время как авторы работ [114] утверждают, что присутствие ингибиторов образования АСПО снижает температуру помутнения. Авторы работ [92, 93] также указывают на сложную взаимосвязь температуры застывания, вязкости и результатов исследований интенсивности формирования отложений на установке «холодный стержень» при различных концентрациях ингибиторов образования АСПО. Это все может быть обосновано отличием основного механизма действия ингибитора, а также составом исследуемой нефти, который может повлиять на кристаллизацию парафина в значительной степени.

Таким образом, эффективность ингибиторов образования АСПО в большинстве случаев определяется за счет сравнения температуры помутнения и застывания пробы с некоторыми концентрациями реагента и без него, а также анализа процесса формирования отложений с помощью специальных установок [18].

Эффективность технологии ингибирования продукции непосредственно в промысловых условиях зависит от нескольких основных факторов:

- состав ингибитора;

- область подачи реагента;

- периодичность обработки;

- удельный расход ингибитора/дозировка.

Корректный разбор каждого пункта из представленного списка способствует увеличению МОП и снижает вероятность возникновения осложнений при механическом удалении отложений [70].

Так же, как и в случае применения растворителей АСПО, подбор ингибитора и технология его подачи разрабатывается индивидуально для каждого объекта применения, что отображается большим перечнем научных работ. Однако, несмотря на хорошую проработанность вопроса, не существует единой теории, с помощью которой можно объяснить и предсказать поведение того или иного химического реагента.

Анализ работ, посвященных исследованию механизмов ингибирования, показал отсутствие общепринятой классификации в зависимости от принципа их действия. В научной литературе встречаются следующие виды ингибиторов образования АСПО: модификаторы, депрессаторы, диспергаторы, детергенты, реагенты смачивающего действия, депрессорные присадки, ингибиторы на полимерной основе. При этом указанные группы ингибиторов могут быть объединены, могут обладать единым принципом действия или быть подгруппой ингибитора другого типа. Часть авторов объединяют диспергаторы, детергенты и смачивающие реагенты в единый тип ингибиторов [57, 119]. С другой стороны, большинство отечественных ученых рассматривают диспергаторы и смачивающие реагенты обособленно [19, 24, 37, 39, 40]. В некоторых работах [39, 95] модификаторы и депрессаторы могут быть взаимозаменяемы или объединены в одну группу – депрессорные присадки [109], однако авторы статьи [57] рассматривают депрессаторы как подтип ингибиторов-модификаторов. В литературе также встречается обобщенное обозначение – ингибиторы на полимерной основе [56, 122].

Исходя из вышесказанного, автором настоящей работы была предложена следующая классификация ингибиторов АСПО:

- модификаторы;
- депрессаторы;

- диспергаторы;
- реагенты смачивающего действия.

В последнее время использование ингибирующих присадок для предотвращения образования АСПО совмещается с защитой промышленного оборудования от коррозии и с воздействием на устойчивые водонефтяные эмульсии. Также исследовательский опыт [37] показывает синергетический эффект при использовании многокомпонентных ингибиторов образования АСПО. Поэтому наибольшее применение находят реагенты комплексного действия, сочетающие в себе свойства исходных компонентов, при этом взаимно усиливающих свое действие. Это могут быть присадки депрессорно-модифицирующего, депрессорно-диспергирующего действия, разработка которых является приоритетным направлением современной нефтепромысловой химии [24, 42].

1.3.2 Основные механизмы ингибирования образования АСПО

Диспергаторы представляют собой форму поверхностно-активного вещества. В общем случае они улучшают дробление частиц в суспензии и поддерживают их во взвешенном состоянии за счет молекулярной структуры аналогичной с ПАВ [66, 109, 113].

Диспергирующие реагенты могут частично действовать как модификаторы кристаллов парафина [57], но основной их механизм заключается в адсорбции на мелких кристаллах парафина и препятствии их дальнейшей агломерации [66, 95]. Таким образом, создание тонкодисперсной системы способствует выносу твердых частиц парафина потоком продукции на поверхность.

В состав диспергаторов кристаллов парафина входят анионо-активные и катионо-активные ПАВ невысокой молекулярной массы, соли высших жирных кислот и маслорастворимые амины [19, 24].

Стоит отметить, что диспергаторы кристаллов парафина сами по себе могут обладать низкой эффективностью в промышленных условиях [66]. Данные реагенты обычно применяют в качестве добавок при удалении АСПО растворителями или в качестве компонентов композиционных ингибиторов [95].

Механизм действия **смачивающих ингибиторов** формирования АСПО заключается в создании на внутренней поверхности труб гидрофильной защитной пленки с постоянно возобновляемой и устойчивой структурой, что создает неблагоприятные условия для адгезии гидрофобных кристаллов парафина [24, 44, 56, 57, 66]. Соответственно, основной эффект заключается в создании условий для формирования слоя отложений, который легко срывается потоком продукции. На рисунке 1.4 схематично представлен описанный механизм.

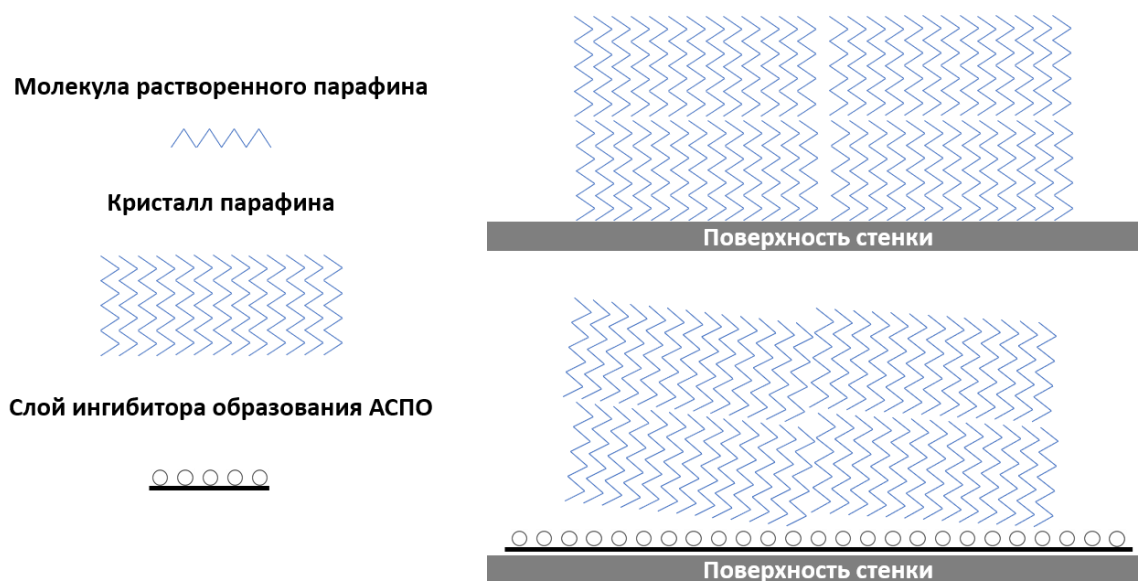


Рисунок 1.4 – Принцип действия адсорбирующегося на стенке оборудования ингибитора (составлено автором)

Эффектом смачивания металлических поверхностей обладают multifunctional смеси водорастворимых ПАВ, полиакриламидов, кислых органических фосфатов, силикатов щелочных металлов и другие гидрофилизующие присадки [14,19].

Важным фактором, влияющим на эффективность ввода ингибиторов-смачивания, является обеспечение качественно очищенной поверхности оборудования от АСПО перед добавлением реагента [39].

Использование **модификаторов** может снижать интенсивность образования отложений за счет различных механизмов ингибирования. При этом данные реагенты могут действовать на разных этапах кристаллизации парафина.

Первый принцип действия модификаторов затрагивает этап зародышеобразования и заключается в формировании многочисленных центров

кристаллизации [19]. При температуре, превышающей точку насыщения, некоторые модификаторы могут образовывать мицеллоподобные агрегаты путем самосборки [44, 57]. Сформировавшиеся кристаллические формы докритического размера за счет своего строения задерживают начало роста кристаллов и способствуют образованию более мелких кристаллов парафина, взвешенных в объеме нефти [122]. Таким образом, облегчение зародышеобразования позволяет улучшить реологические характеристики. В работе [122] также указывается, что при температуре немного выше точки помутнения модификаторы могут взаимодействовать с растворенным парафином на молекулярном уровне и незначительно снижать температуру начала его кристаллизации.

Второй механизм действия (рисунок 1.5) заключается в совместной кристаллизации парафина и модификатора. Реагент осаждается при температуре помутнения нефти и за счет частичной схожести строения заменяет молекулы парафина в кристаллической решетке [44, 119]. Такие включения нарушают рост кристалла и создают ограничение для сокристаллизации большого количества парафина в связи с составляющей модификатора, не схожей со строением молекулы парафина [118].

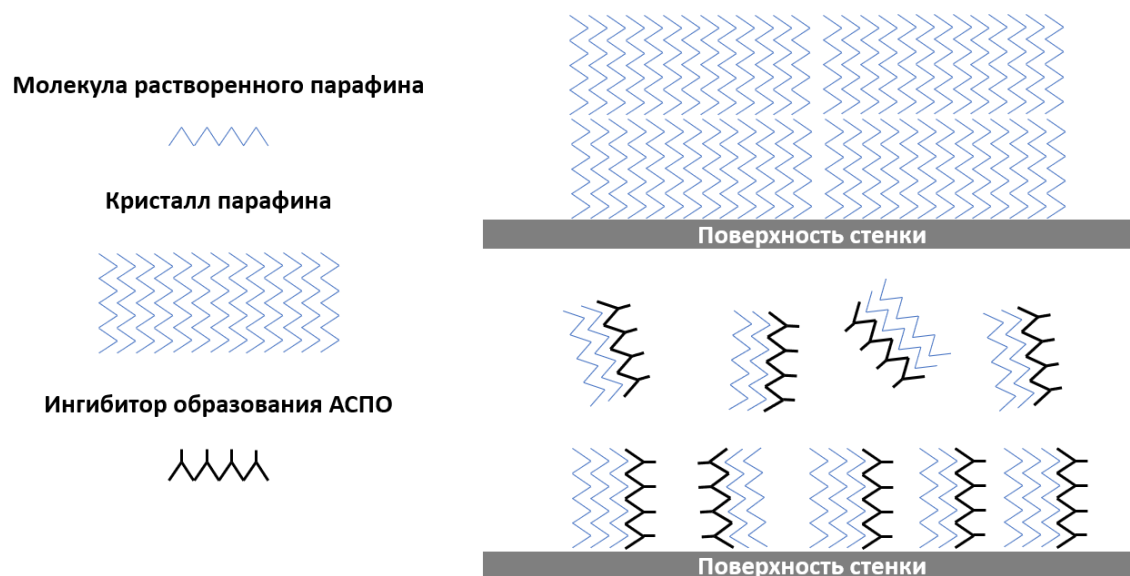


Рисунок 1.5 – Принцип действия модификатора при сокристаллизации с парафином (составлено автором)

Третий принцип ингибирования основан на адсорбционных процессах (рисунок 1.6). Модификаторы, адсорбируясь на поверхности кристаллов парафина,

ослабляют взаимодействие с окружающими кристаллами и препятствуют дальнейшей агломерации [5, 57].

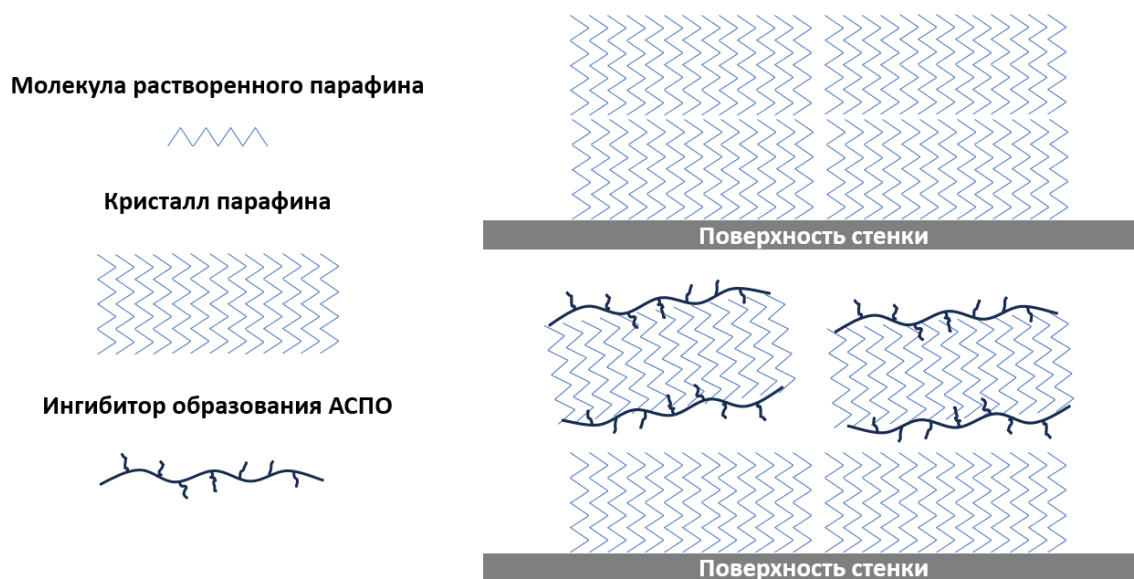


Рисунок 1.6 – Адсорбционный принцип действия модификатора (составлено автором)

Таким образом, добавление модификаторов приводит к изменению морфологии кристаллов с игольчатой формы на округлую, уменьшению размеров кристаллов и ослаблению их взаимодействия. И, как правило, именно количество, размер и форма кристаллов парафина определяют реологические свойства и температуру застывания нефти.

Механизм действия **депрессаторов** схож с адсорбционным принципом ингибирования модификаторами – создание адсорбционного слоя на поверхности кристаллов, являющегося барьером для их взаимодействия и агломерации. Однако в связи с отсутствием подробного представления об особенностях взаимодействия модификаторов и депрессаторов с кристаллами парафина, предполагается, что в основе их закрепления на поверхности кристалла лежат разные силы.

1.3.3 Технологии подачи ингибитора образования АСПО в скважину

Технологическая схема ингибирования продукции должна обеспечивать требуемый защитный эффект за счет поддержания определенной концентрации ингибитора формирования АСПО в добываемой продукции. При этом подача ингибиторов в пласт или скважину может осуществляться различными способами.

Выбор конкретной технологии обосновывается определением места подачи ингибитора, необходимой дозировки реагента, а также возможностью реализации в конкретных условиях.

Место ввода ингибитора определяется исходя из следующих факторов:

- зона формирования отложений и распределение АСПО по длине ствола скважины;
- пластовая и забойная температура, распределение температуры по длине ствола скважины;
- принцип действия ингибитора образования АСПО;
- способ эксплуатации скважины и ее конструкция.

Выбор области подачи ингибитора формирования АСПО зависит от участка начала процесса образования твердых частиц парафина, поскольку данные реагенты показывают свою максимальную эффективность при вводе в нефть с растворенным парафином. Исходя из того, что интенсивность образования отложений парафина в большей степени зависит от температурной составляющей, данные о распределении температуры в системе «пласт-скважина» также учитываются при определении места ввода реагентов. В добавок, необходимо учитывать подходящую рабочую температуру при введении ингибиторов: реагенты эффективны при низких температурах и крайне неэффективны при высоких температурах [95]. Соответственно рабочая температура и принцип действия ингибитора учитываются при выборе технологии подачи, однако это больше относится к подбору самого ингибитора.

При обосновании требуемых дозировок необходимо исходить из концентрации реагента с наивысшим технологическим эффектом, который оценивается при лабораторных исследованиях. Также при определении объемов подачи необходимо учитывать производительность скважины, ее конструкцию, адсорбционно-десорбционные процессы и прочие факторы, которые трудно смоделировать в лабораторных условиях. Соответственно реальная дозировка определяется по результатам опытно-промысловых испытаний. Определение оптимальной удельной дозировки испытуемого реагента проводится путем

последовательного изменения удельной дозировки между мероприятиями по удалению отложений. Соответственно оценка эффективности или сравнение испытуемого ингибитора образования АСПО с базовым реагентом проводится по изменению МОП.

На сегодняшний день широко применяются следующие способы подачи и дозирования в скважину ингибитора образования АСПО:

- ударная разовая подача ингибитора в затрубное пространство;
- постоянная подача реагента в затрубное пространство;
- постоянная подача ингибитора в требуемый участок НКТ;
- постоянная подача реагента на прием насоса;
- постоянная подача ингибитора в интервал перфорации;
- непрерывное дозирование за счет применения твердого ингибитора.

При разовой закачке большого объема ингибитора в затрубное пространство применяемый реагент, смешиваясь со скважинной жидкостью, опускается к глубинному насосу. После чего ингибитор АСПО подхватывается потоком скважинной жидкости, поступающей в НКТ, и происходит ингибирование продукции. Недостатками данного способа являются невозможность контролировать равномерность дозировки реагента и небольшой срок эффективной защиты от образования отложений в связи с быстрым выносом ингибитора на поверхность [5].

Непрерывная подача ингибитора образования АСПО с помощью устьевой установки дозирования также осуществляется непосредственно в затрубное пространство скважины через узел ввода химических реагентов. На сегодняшний день подача реагента через затрубное пространство является наиболее простым в осуществлении методом ингибирования, однако исследовательский и промысловый опыт указывают на низкую эффективность данного способа [16]. При дозировании в затрубное пространство применяемый реагент, проходя столб газожидкостной смеси до башмака колонны НКТ, срабатывает и теряет свою активность [5, 16].

С целью уменьшения потерь активности и снижения расхода ингибитора предпочтительнее использовать капиллярные системы постоянной подачи. По армированному трубопроводу, закрепленному на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в НКТ через вводную муфту. Данный способ позволяет дозировать ингибитор АСПО в требуемый участок подъемных труб, исходя из интервалов начала образования отложений парафина, тем самым снижая потери за счет отсутствия дополнительных зон действия реагента. Аналогичные капиллярные системы применяются для подачи ингибитора на прием установки электроцентробежного насоса (УЭЦН). В случае начала формирования отложений парафина на участке между башмаком колонны НКТ и интервалом перфорации скважины капиллярный трубопровод может быть удлинён дополнительной трубкой расчетной длины с грузом-форсункой [28]. Применение капиллярных трубопроводов подразумевает использование дополнительного высокоточного подземного оборудования, выход из строя и неисправность которого может привести к существенным потерям ингибитора или дополнительному простоя скважины.

Непрерывное дозирование за счет применения твердого ингибитора АСПО осуществляется за счет глубинных дозаторов – перфорированных контейнеров, заполненных реагентом [35]. Невысокая растворимость твердого ингибитора способствует его самодозированию за счет омывания скважинной продукцией. Основными недостатками данного способа являются невозможность контролировать дозировку реагента и необходимость подъема насосного оборудования для дозаправки контейнера. Твердые частицы, содержащие ингибирующее вещество, также могут быть размещены вместо гравийной набивки или на забое скважине [76, 98].

1.3.4 Технологии подачи ингибитора образования АСПО в продуктивный пласт

Анализ существующих технологий ингибирования с целью предотвращения и снижения интенсивности коррозии оборудования, образования солеотложения и

АСПО показывает, что способы подачи реагента в большей степени схожи независимо от вида осложнения.

На сегодняшний день отечественный и зарубежный опыт включает применение следующих технологий подачи ингибитора в продуктивный пласт, а именно в ПЗП и трещину ГРП:

- периодическое нагнетание и задавливание раствора ингибитора в ПЗП.
- добавление жидкого ингибитора в жидкость ГРП;
- добавление твердого ингибитора в пачку проппанта при проведении ГРП;
- добавление твердых частиц, пропитанных ингибирующим веществом, в пачку проппанта при проведении ГРП;
- добавление некоторого количества проппанта, пропитанного ингибирующим веществом, в пачку проппанта при проведении ГРП.

При этом стоит отметить, что в большинстве случаев указанные технологии применяются с целью предотвращения коррозии, исходя из высокой степени распространенности данного осложнения и более низких минимальных концентраций реагента в продукции, обеспечивающих эффективность ингибирования.

Задавливание ингибитора в пласт с целью размещения химических реагентов вблизи скважины является общепринятой практикой. При этом задавленный раствор реагента постепенно вымывается пластовыми флюидами при работе скважины. Таким образом, призабойная зона пласта является естественным дозатором ингибитора, эффективность которого зависит от адсорбционно-десорбционных характеристик породы-коллектора. Применяемый реагент должен сравнительно быстро и как можно в большем количестве адсорбироваться на поверхности породы при закачке, а с другой стороны, как можно медленнее десорбироваться с этой поверхности при фильтрации пластовых флюидов [19]. Данные мероприятия обычно проводят на регулярной основе с некоторой периодичностью.

Основными факторами, влияющими на действенность, и недостатками технологии задавливания ингибитора образования АСПО в ПЗП являются то, что:

- химический реагент не может проникнуть в продуктивный пласт на большие расстояния от скважины;
- отсутствует возможность влияния на адсорбционно-десорбционные процессы за счет воздействия на адсорбент, соответственно, данные процессы контролируются только за счет подбора ингибитора;
- часть реагента может не адсорбироваться на горной породе и относительно быстро вынестись пластовыми флюидами в скважину;
- при задавливании раствор ингибитора пойдет по пути наименьшего гидродинамического сопротивления, что может привести к образованию не затронутых обработкой зон продуктивного пласта;
- невозможно контролировать скорость высвобождения ингибирующего реагента в поток, что приводит к дополнительному расходу ингибитора [65].

Статистика количества проведенных операций по гидроразрыву пласта показывает положительную динамику, что подтверждает их эффективность при добыче трудноизвлекаемых запасов. Однако процесс ГРП может способствовать и возникновению различных проблем, в частности, в случае разработки месторождений парафинистой нефти. Во время проведения операции по гидроразрыву происходит нарушение равновесного состояния продуктивного пласта, а также снижение температуры из-за закачки холодной технологической жидкости. При этом первым участком изменения первичных термобарических условий является граница раздела трещина-пласт, что может привести к формированию твердых частиц парафина на поверхности (стенке) трещины и снизить эффективности проведенного ГРП [63, 81].

В работе [99] рассматривается использование нагретых жидкостей для проведения гидроразрыва пласта с целью предотвращения осложнений, связанных с АСПО. Авторы указывают на снижение дебита скважины после проведения ГРП с закачкой холодной технологической жидкости в сравнении с показателями до мероприятия по интенсификации добычи и связывают это с кристаллизацией парафина. Использование же нагретой жидкости способствовало положительному эффекту от проведения ГРП в низкопроницаемом пласте с парафинистой нефтью.

Подача ингибитора может осуществляться непосредственно в трещину ГРП при проведении гидравлического разрыва пласта. Основным плюсом данного подхода является совместный эффект от ГРП и ингибирования при фактически проведенном одном мероприятии.

Жидкости ГРП представляют собой сложные растворы, предназначенные для выполнения конкретных задач в определенном порядке во время проведения гидравлического разрыва пласта. Соответственно, в случае использования жидкого ингибитора в качестве добавки к жидкости для гидроразрыва пласта применяемый реагент должен не только обеспечивать высокую степень ингибирования, но и не влиять на функциональность жидкости ГРП. Добавление химических реагентов, не связанных с гидроразрывом пласта, еще больше усложняет рецептуру и процессы совместимости. Соответственно, трудной задачей является обеспечение концентрации ингибитора, достаточной для долгосрочного эффективного предотвращения образования отложений без ущерба для характеристик жидкостей ГРП [68, 90, 106].

Важным фактором применимости технологии добавления жидкого ингибитора образования АСПО в жидкость для ГРП является растворимость химического реагента. В настоящее время наиболее широко применяются жидкости ГРП на водной основе, в то время как большинство ингибиторов нерастворимы в водной фазе. Также недостатком добавления жидкого ингибитора в жидкость ГРП является небольшая продолжительность эффективного ингибирования в связи с выносом большей части реагента пластовыми флюидами в скважину. Данная технология позволяет обеспечить существенный уровень ингибирования только на время операции ГРП [75, 121].

С целью улучшения технологии ингибирования за счет увеличения периода эффективной защиты в конце 20-ого века была предложена идея добавления твердых ингибиторов к пачке проппанта при проведении ГРП [120]. В сравнении с нагнетанием и задавливанием раствора в ПЗП применение твердых ингибиторов образования АСПО позволяет в большей степени контролировать скорость высвобождения ингибирующего реагента в поток. Поскольку интенсивность

растворения твердой частицы ингибитора в основном зависит от скорости потока добываемого флюида и может быть исследована и скорректирована в лабораторных условиях. Однако добавление твердого материала, не обладающего прочностными характеристиками, предъявляемыми к расклинивающему агенту, вызывает ухудшение проводимости проппантной пачки. Мелкие частицы разрушенных гранул твердого ингибитора накапливаются в матрице проппанта и приводят к снижению эффекта от проведенного ГРП [107].

В связи с ограничением применимости технологии из-за потерь проводимости появилась идея добавления в пачку проппанта прочных твердых частиц, пропитанных ингибирующим веществом – одновременно выполняющих функцию расклинивающего наполнителя и являющихся источниками ингибитора.

При этом возникает необходимость в создании не растворимого пластовыми флюидами инертного твердого носителя с определенными характеристиками. Во-первых, твердый носитель должен обладать механической прочностью, обеспечивающей отсутствие негативного влияния на проводимость пачки проппанта и раскрытость трещины. Во-вторых, частицы носителя должны обладать открытой пористостью, обеспечивающей требуемую загрузку ингибирующего вещества с сохранением прочностных характеристик. В-третьих, частицы-носители должны обладать оптимальными адсорбционно-десорбционными характеристиками, а именно обеспечивать высокую загрузку вещества при низкой скорости его высвобождения. Также важными характеристиками является форма или сферичность и размер, которые должны быть сопоставимы со стандартной частицей проппанта. Для удобства в настоящей работе описанные частицы-носители обозначаются как субстрат (основа, носитель) – твердая пористая проппантоподобная частица, нерастворимая пластовыми флюидами и служащая носителем ингибирующего вещества, способная высвобождать его.

Несмотря на преимущества твердых субстратов по сравнению со стандартными твердыми гранулированными ингибиторами, можно выделить некоторые трудности и факторы ограничения применимости технологии. Во-первых, прочностные характеристики все также ограничивают применимость

относительно предполагаемого давления закрытия трещины и долю пропитанных ингибирующим веществом частиц в общей пачке проппанта. Во-вторых, производство твердых субстратов из материала, из которого обычно не изготавливается стандартный проппант, подразумевает модификацию технологии или необходимость создания новых производственных процессов. В связи с этим были пересмотрены взгляды на применение керамического проппанта при проведении ГРП.

Стандартный керамический проппант обычно изготавливается с минимальным количеством пор для достижения высоких прочностных характеристик. При этом пористость керамических частиц может варьироваться и контролироваться в процессе производства за счет изменения соотношения используемых материалов и температурных условий обработки. Таким образом, частицы керамического проппанта, изготовленные по определенной технологии, могут выступать в качестве носителя ингибирующего вещества [61].

Поскольку процесс ингибирования происходит за счет вымывания вещества потоком нефти, фильтрующимся через пачку проппанта, основной задачей является обеспечение долгосрочного выноса ингибирующего реагента, что может быть достигнуто за счет большого содержания ингибирующего вещества и низкой скорости его высвобождения при контакте с пластовыми флюидами [103, 116].

Для достижения указанной цели необходимо обеспечить максимальную адсорбцию жидкого ингибитора на поверхности субстрата, обладающим высокой удельной поверхностью [64]. В сравнении с задавливанием ингибитора в ПЗП, как уже отмечалось, в данном случае существует возможность контролировать адсорбционные и десорбционные свойства субстрата. Также в жидком ингибиторе содержание действующего вещества, как правило, мало вследствие необходимости разбавления растворителями для обеспечения прокачиваемости. С целью повышения концентрации действующего вещества частица насыщается высококонцентрированным ингибитором, а последующая сушка и удаление растворителя позволяет получить поры, заполненные твердофазным реагентом.

Таким образом, за счет пропитки пористого проппанта ингибитором образования АСПО и последующей сушки возможно разместить большое количество ингибирующего вещества, которое будет высвобождаться с умеренной равномерной скоростью. В то время как задавливание ингибитора в ПЗП приводит к высокой начальной скорости выноса и последующему резкому снижению концентрации активного вещества [19].

Стоит отметить, что существуют дополнительные способы обеспечить более медленное высвобождение. С целью предотвращения преждевременного выноса и потерь реагента применяют инкапсулирование твердого субстрата-носителя. Инкапсуляция подразумевает покрытие пропитанного ингибирующим веществом субстрата полупроницаемой мембраной, которая способна ограничивать высвобождение ингибитора. При этом вымывание необходимого количества реагента зависит от характеристик самой мембраны. Соответственно, это позволяет контролировать концентрацию ингибитора с учетом результатов лабораторных исследований и данных о работе скважины [75, 76, 77].

Технология предотвращения солеотложения путем добавления твердых частиц, содержащих ингибитор, в пачку проппанта была опробована на промысле в конце 20-ого века [89, 116, 117], и получила широкое применение с 2005 года [100], преимущественно в США и Канаде. Однако разработка аналогичного способа ингибирования с целью предупреждения АСПО, в связи с технологическими особенностями, позволила достичь эффективности на промышленном уровне только к концу 10-х годов 21-ого века. В отечественной практике отсутствует опыт добавления твердых частиц, пропитанных ингибирующим веществом, в пачку проппанта для предотвращения образования АСПО.

В работе [63] указывается, что пропитанные ингибирующим реагентом твердые субстраты применялись в 25 операциях по проведению ГРП. Авторы отмечают, что часть скважин, обработанных данным способом, не вставали на ремонт вследствие образования АСПО на протяжении 12 месяцев. При этом соседние аналогичные скважины, на которых применялась стандартная стратегия

предупреждения и удаления отложений, останавливались на ремонт каждые 2-3 месяца эксплуатации.

В работе [103] приводятся данные, согласно которым в двух из пяти скважин, где проводился ГРП с добавлением пропитанных частиц, в течение 14 месяцев (на дату написания работы [103]) отсутствовали осложнения, связанные с отложением парафина. Третья скважина проработала около 9 месяцев без проведения дополнительных мероприятий по предотвращению и удалению АСПО. В четвертой скважине по технологическим причинам, в связи с аварией на месторождении потребовалось провести единственное дополнительное мероприятие по удалению отложений за 13 месяцев эксплуатации. Информация о пятой скважине отсутствует.

Авторы работы [64] обозначают итоговый период поддержания эффективного уровня концентрации ингибирующего вещества в добываемой продукции для одной из скважин, указанной в работе [103], равный 29 месяцам.

В работе [108] представлены данные, согласно которым некоторые скважины, в которых проводился ГРП с добавлением пропитанных частиц, эксплуатируются в течение 10 месяцев (на дату написания работы [108]) без осложнений, связанных с отложением парафина.

В работе [121] также подтверждается эффективность системы ингибирования за счет добавления твердого субстрата, пропитанного активным веществом, в пачку проппанта при проведении ГРП.

Компания «Carbo Ceramics Incorporated» [54] также занималась разработкой керамического проппанта с заданной пористостью, пропитанного ингибиторами АСПО, покрытого полупроницаемой мембранной – коммерческий продукт «PARAGUARD». Однако на сегодняшний день не удается обнаружить какую-либо официальную информацию о применении данного продукта.

В настоящее время семейство продуктов «Sorб» компании «Baker Hughes» [46] предоставляет наиболее широкий выбор твердых ингибиторов длительного действия, добавляемых к стандартному расклинивающему агенту при проведении ГРП и вместо гравийной набивки. Сервисная компания предлагает четыре

коммерческих продукта для предотвращения образования парафиновых отложений, различающихся продолжительностью высвобождения активного вещества: «ParaSorb 5013», «ParaSorb 5000», «ParaSorb EL 5000» и «ParaSorb 5005» [48]. Технология «ParaSorb EL5000» обеспечивает наибольший период поддержания эффективного уровня концентрации ингибирующего вещества в добываемой продукции, а именно – позволяет обработать нефть объемом до 500 поровых объемов модельной пачки [47]. Предыдущие продукты обеспечивали обработку нефти объемом до 150 поровых объемов модельной пачки [91].

1.4 Выводы по Главе 1

Разработка месторождений парафинистой и высокопарафинистой нефти сопровождается осложнениями, вызванными формированием твердых органических отложений, что может негативно сказываться на потоке нефти на всех этапах ее добычи и транспортировки вплоть до нефтеперерабатывающих заводов. Образование отложений в призабойной зоне пласта ухудшает фильтрационно-емкостные свойства. Отложения на внутренней поверхности лифтовых труб и трубопроводов приводит к уменьшению живого сечения, соответственно, к снижению продуктивности скважины и пропускной способности трубопровода. Осаждение твердых частиц парафина в резервуарах хранения продукции способствует потере полезного объема.

Для борьбы с органическими отложениями применяется широкий перечень методов предотвращения и удаления АСПО: механические, тепловые, физические, химические, микробиологические воздействия, а также технологические, нетрадиционные и комбинированные способы. Разнообразие технологий обусловлено необходимостью учитывать технологические, технические, геологические и экономические факторы при выборе способа борьбы с АСПО. Также подбор корректного способа борьбы с АСПО зависит от их состава и свойств, которые, в свою очередь, зависят от процесса их формирования. На сегодняшний день молекулярная диффузия считается основным механизмом образования отложений, однако исследовательский опыт показывает необходимость изучения вклада других механизмов и факторов интенсивности.

Механическое удаление отложений и предотвращение их формирования путем добавления ингибиторов образования АСПО является наиболее распространенными способами. По причине разнообразия и высокой стоимости химических реагентов основной проблемой является не невозможность их приобретения, а поиск наиболее экономичного и эффективного использования. В связи с этим ключевой задачей является усовершенствование способов доставки ингибиторов АСПО в скважину или продуктивный пласт. Анализ современных способ подачи ингибиторов подтвердил эффективность и перспективность совершенствования технологии борьбы с АСПО путем добавления в пачку проппанта твердых частиц, содержащих ингибирующие реагенты.

ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

2.1 Общая информация

Исходя из проведенного анализа, добавление в пачку проппанта твердых пористых частиц, содержащих в своих порах твердофазное ингибирующее вещество, которое высвобождается в поток нефти при их омывании, может являться эффективным способом ингибирования и предотвращения формирования АСПО (рисунок 2.1).

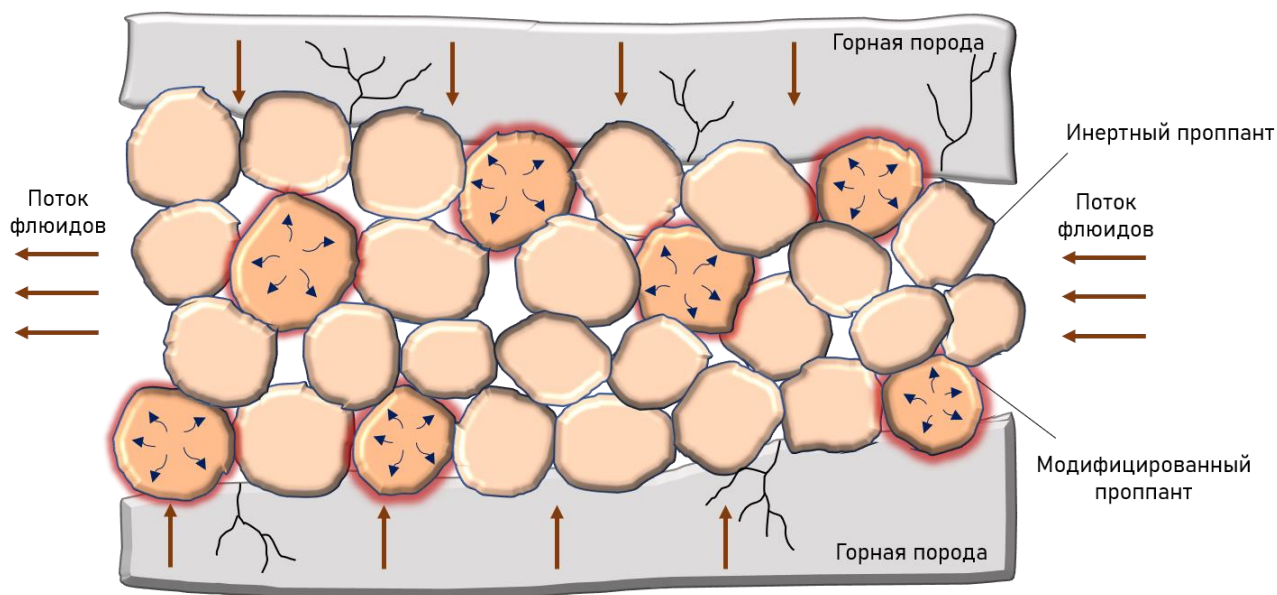


Рисунок 2.1 – Принцип ингибирования схематично (составлено автором)

С целью обеспечения реализации технологии ингибирования необходимо рассмотреть следующие вопросы:

- подбор твердой частицы-носителя для последующего насыщения ингибирующим веществом;
- подбор ингибирующего вещества;
- технология насыщения пористых частиц ингибирующим веществом;
- взаимовлияние мероприятия по проведению ГРП и процесса ингибирования;
- оценка скорости высвобождения ингибирующего вещества [73].

Разбор каждого пункта из списка представлен в следующих разделах.

2.2 Подбор твердой частицы-носителя ингибирующего вещества

Выбор проппантоподобных частиц для последующего насыщения ингибирующим веществом основывался на следующих факторах:

- доступность материала (производство требуемых частиц не должно быть высокочрезвычайно затратным и включать высокотехнологические процессы);
- прочностные характеристики (твердые частицы должны выполнять свою основную функцию в качестве расклинивающего агента);
- размер и форма (геометрические параметры должны быть соизмеримы с параметрами стандартного проппанта);
- открытая пористость твердых частиц (внутренние пустоты частиц должны обеспечить высокую загрузку ингибирующим веществом).

В связи с этим в качестве твердого носителя были рассмотрены 10 видов керамических изделий, общая информация о которых представлена в таблице 2.1. Таблица 2.1 – Перечень рассматриваемых твердых частиц-носителей (составлено автором)

Условное обозначение	Тип изделия/материал	Фракция	Диапазон размеров, мкм
D1	Керамический проппант	30/50	300-600
D2	Керамический проппант	20/40	420-850
D3	Керамический проппант	16/20	850-1180
D4	Керамический проппант	20/40	420-850
D5	Керамический частицы	-	1000-2000
D6	Керамические частицы	-	1000-2000
D7	Керамические частицы	-	1000-2000
D8	Керамические частицы	-	1000-1180
D9	Керамический проппант	20/40	420-850
D10	Керамический проппант	16/20	850-1180

Поскольку разработанная технология направлена на предотвращение образования АСПО за счет ингибирования продукции, основными характеристиками при выборе подходящего носителя являлись открытая

пористость твердых частиц и адсорбционные свойства. С учетом того, что сырье для изготовления исследуемых частиц и технология их производства в целом схожи, было принято, что рассматриваемые частицы обладают близкими адсорбционными свойствами. Соответственно, открытая пористость твердых частиц являлась первостепенным параметром.

Открытая пористость частиц проппанта определялась по разработанной на основании ГОСТ 18847-2020 и ГОСТ 7025-91 методике [6, 8]:

1. Отбирается расчетное количество пробы проппанта (около 40 грамм) и высушивается в термошкафу при температуре 105 °С до постоянной массы.
2. Определяется объем пробы методом вытеснения жидкости ($V_{\text{пр}}$).
3. Проба повторно высушивается – по п. 1.
4. Твердые частицы помещаются в специальную емкость с возможностью визуально фиксировать незначительные изменения уровня содержащейся в ней жидкости.
5. В емкость с проппантом добавляется провакуумированная дистиллированная вода таким образом, чтобы ее уровень был выше верха твердых частиц не менее чем на 2 см и находился на проградуированном участке емкости. Фиксируется общий объем, занятый проппантом и водой ($V_{\text{общ1}}$).
6. Емкость подсоединяется к общей системе для определения открытой пористости частиц проппанта (рисунок 2.2).
7. Вакуумным насосом над поверхностью воды (в системе) создается технический вакуум, фиксируемый вакуумметром.
8. Пониженное давление поддерживается вакуумным насосом в течение 45 минут или до прекращения выделения пузырьков воздуха из частиц пробы, после чего насосный агрегат выключается.
9. Проверяется значения давления в емкости с пробой. В случае изменения показаний вакуумметра насосный агрегат повторно создает разрежение до тех пор, пока давление в емкости не будет постоянным при отключенном вакуумном насосе.

10. Емкость с пробой отсоединяется от системы вакуумирования и частицы проппанта остаются в жидкости для донасыщения при атмосферном давлении столько же времени, сколько под вакуумом.

11. Фиксируется общий объем, занятый проппантом и водой, после насыщения ($V_{\text{общ2}}$).

12. Определяется средняя открытая пористость частицы проппанта по формуле (2.1):

$$m = \frac{V_{\text{общ1}} - V_{\text{общ2}}}{V_{\text{пр}}}, \quad (2.1)$$

где $V_{\text{общ1}}$ – общий объем, занятый проппантом и водой до насыщения, см^3 ;

$V_{\text{общ2}}$ – общий объем, занятый проппантом и водой после насыщения, см^3 ;

$V_{\text{пр}}$ – объем пробы твердых частиц, см^3 .

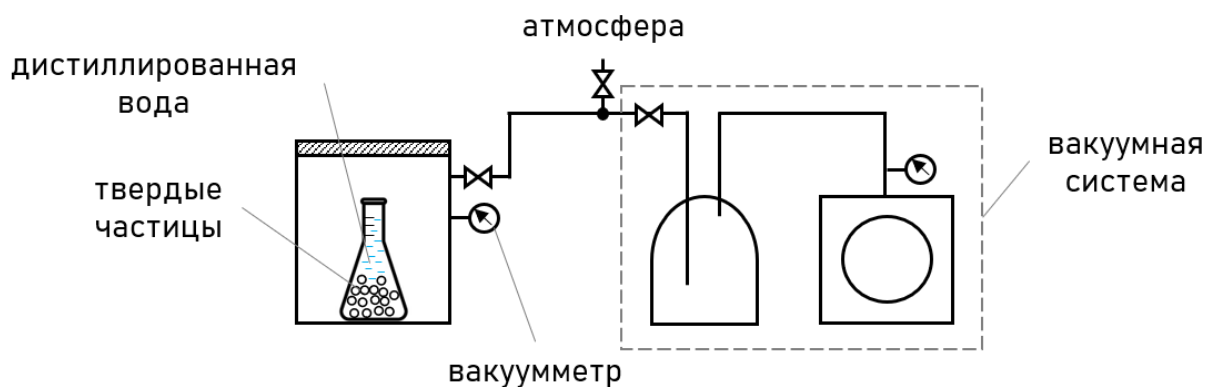


Рисунок 2.2 – Схема установки для определения открытой пористости частиц проппанта (составлено автором)

В таблице 2.2 представлены полученные значения открытой пористости рассматриваемых твердых частиц.

Таблица 2.2 – Результаты измерений открытой пористости твердых частиц (составлено автором)

Условное обозначение	Объем пробы, см^3	Объем пор, заполненных водой, см^3	Открытая пористость, %
D1	16,4	0,6	3,85
D2	15,8	1,0	6,45

Продолжение таблицы 2.2

D3	16,7	0,8	4,61
D4	15,4	0,4	2,86
D5	18,2	0,4	2,20
D6	16,2	2,1	12,96
D7	17,5	0,9	5,38
D8	15	0,2	1,33
D9	14,2	0,4	2,82
D10	16,8	0,6	3,57

Результаты показали, что наиболее перспективными с точки зрения насыщения ингибирующим веществом являются керамические частицы под условным обозначением D6 со средней открытой пористостью 12,96 %.

В связи с тем, что частицы под номером D6 не являются коммерческим продуктом для применения в качестве проппанта с целью оценки прочностных характеристик, предъявляемым к алюмосиликатным [9] и магнезиально-кварцевым [10] расклинивающим агентам, были проведены исследования по определению сопротивления раздавливанию согласно ГОСТ Р 51761-2013 [9].

Поскольку добывающие и сервисные компании по соглашению сторон могут применять частицы проппанта, изготовленные из различных материалов, с различным фракционным составом, то при исследовании механической прочности рассматривалось несколько составов навески частиц. С целью сохранения высокой степени сопротивления закрытию трещины и предотвращения разрушения значительной части проппанта в качестве более прочного расклинивающего материала применялся высокопрочный проппант 16/20 (с отобранными частицами размером 1000...1180 мкм) с условным обозначением – DS.

Результаты исследования, представленные в таблице 2.3, показали, что частицы D6 не отвечают требованиям, предъявляемым проппанту – масса разрушенных частиц составила более 25 %. Добавление высокопрочного проппанта обеспечило необходимое сопротивление раздавливанию. Таким образом, подбор оптимального соотношения насыщенных и высокопрочных

частиц осуществляется с учетом ожидаемого эффекта от проведения ГРП и ингибирования.

Таблица 2.3 – Результаты измерения сопротивления раздавливанию (составлено автором)

Соотношение D6/DS	Сопротивление раздавливанию, %					
	При 34,5 МПа		При 51,7 МПа		При 68,9 МПа	
	Не более	Измер.	Не более	Измер.	Не более	Измер.
100/0	25	43	25	46	25	49
50/50		24		-		-
33/67		-		23		-
25/75		-		-		25

На основании проведенных исследований из 10 рассмотренных видов твердых проппантоподобных частиц была выбрана одна марка, которая в большей степени подходит для насыщения ингибирующим веществом – D6, керамические сферические изделия (рисунок 2.3).



Рисунок 2.3 – Керамические частицы с условным обозначением D6 (фото автора)

2.3 Подбор ингибирующего вещества

Подбор ингибирующего вещества для последующего насыщения им подобранного пористого проппанта (D6) основывался на следующих факторах:

- ингибирующий эффект реагента;

- растворимость в углеводородной и водной фазах;
- опыт применения и доступность;
- токсичность и экологичность.

На сегодняшний день сополимеры этилена с полярными мономерами применяются в качестве активного вещества депрессорных присадок, например, характеризующийся высокой экологичностью сополимер этилена и винилацетата (сэвилен, ЭВА). Сэвилены обладают высокой адгезией к различным синтетическим материалам, дереву, металлу и бумаге, а также хорошо совмещаются со многими смолами, канифолью, парафином и с минеральными маслами, содержащими более 40 % ароматических углеводородов [33].

Высокомолекулярное вещество сополимер этилена и винилацетата, в молекуле которого (рисунок 2.4) за неполярную часть отвечают этиленовые звенья, а за полярную – ацетатная часть винилацетата, является высокомолекулярным соединением, обладающим поверхностно-активными свойствами и способным адсорбироваться на поверхности кристаллов парафина. При этом полярная часть молекулы способствует ослаблению взаимодействия с окружающими кристаллами и препятствует дальнейшей агломерации.

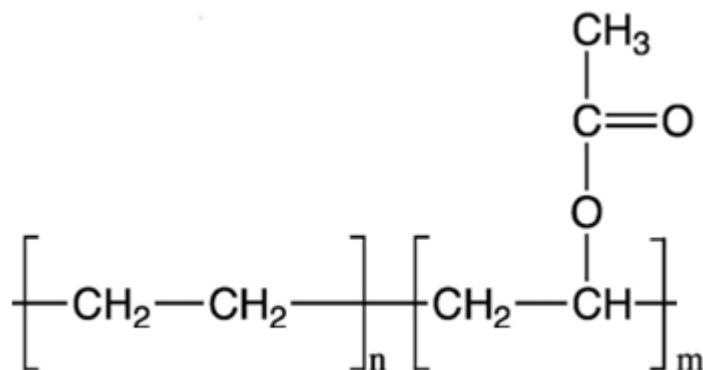


Рисунок 2.4 – Строение молекулы сэвилена (составлено автором)

С увеличением содержания винилацетата в структуре сэвилена возрастает его растворимость в полярных растворителях, так как увеличивается вклад ацетатной части молекулы, склонной к взаимодействию с полярными функциональными группами, что придает некоторое сродство сополимера к полярным растворителям. С понижением концентрации винилацетата возрастает

растворимость сэвилена в неполярных растворителях за счет дисперсионного взаимодействия полиэтиленовой цепочки с углеводородами, что обусловлено увеличением полиэтиленовой части молекулы сополимера [2]. Растворимость сополимеров в таких растворителях, как спирт и ацетон, повышается с увеличением содержания винилацетата, причем сополимеры становятся растворимыми при содержании винилацетата выше 40 % [33]. В работе [84] представлены исследования растворимости ЭВА с содержанием винилацетата 73,4 % при различных температурных условиях. Согласно полученным результатам, данный сэвилен не растворяется в воде при 30 °С и частично растворим при температуре 100 °С и выше. Таким образом, сэвилены обладают крайне низкой растворимостью в воде, что может обеспечить отсутствие потерь ингибирующего вещества при омывании насыщенных частиц жидкостью ГРП на водной основе и пластовой водой.

Изучение эффекта ингибирования позволило определить, что наиболее предпочтительными для применения в качестве депрессорных присадок являются марки сэвилена, содержащие в макромолекуле от 20 до 40 % звеньев винилацетата [3, 32]. Результаты аналогичных исследований зарубежных авторов также указывают, что наиболее оптимальное содержание винилацетата составляет от 25 до 32 % [95, 118, 122].

На основании рассмотренных факторов в качестве ингибирующего вещества был рассмотрен сэвилен марки 11808-340 (рисунок 2.5) производства ПАО «Казаньоргсинтез» (ТУ 20.16.10-211-00203335-2017), основные свойства которого представлены в таблице 2.4.



Рисунок 2.5 – Внешний вид гранулированного сэвилена (фото автора)

Таблица 2.4 – Характеристики сэвилена марки 11808-340 (составлено автором)

Параметр	Ед. изм.	Значение
Внешний вид	-	Гранулы
Плотность	кг/м ³	945...955
Массовая доля винилацетата (в пределах)	%	26...30
Показатель текучести расплава при 125 °С	г/10 мин	27...40
Температура размягчения по Вика	°С	не менее 27
Температура плавления	°С	75
Экологичность	-	Не токсичен
Растворимость в воде при 30 °С	-	Нет
Растворимость в растворителях	-	Толуол, бензол, ксилол и др.

В работах [15, 32] указывается, что при применении ЭВА важен выбор растворителя для приготовления жидкого ингибитора, поскольку использование разных растворителей в различной степени может усиливать депрессорный эффект. При этом, в случае высокой обводненности продукции для полноценного проявления депрессорных свойств раствор должен содержать ПАВ, обладающие деэмульгирующими и диспергирующими по отношению к АСПВ свойствами [3]. Помимо применения раствора сэвилена в органическом растворителе, сэвилен может выступать в роли действующего вещества в стандартных твердых ингибиторах АСПО.

В связи с тем, что предлагаемая технология ингибирования подразумевает омывание пластовыми флюидами твердого ингибитора, при оценке ингибирующего эффекта реагента необходимо смоделировать растворение вещества непосредственно в исследуемой нефти без применения растворителей.

В ходе оценки ингибирующего эффекта исследовались зависимости температуры застывания, температуры помутнения, реологические характеристики нефти и интенсивность образования отложений парафина от концентрации ингибирующего вещества в пробе.

В качестве исследуемой нефти выступала высокопарафинистая нефть, основные свойства и состав которой представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Свойства и состав исследуемой нефти (составлено автором)

Параметр	Ед. изм.	Значение
Плотность	кг/м ³	876
Вязкость динамическая при 40 °С	мПа·с	18,26
Содержание	% масс.	
- парафинов		10,94
- асфальтенов		0,92
- смол		14,24

Температура помутнения нефти определялась реологическим методом.

Метод заключается в отслеживании изменения эффективной вязкости исследуемой нефти в зависимости от ее температуры и графическом определении температуры помутнения по точке излома графика зависимости вязкости от натурального логарифма температуры.

Определение температуры насыщения нефти парафином реологическим методом производится на ротационном реометр Rheotest RN 4.1 (рисунок 2.6).

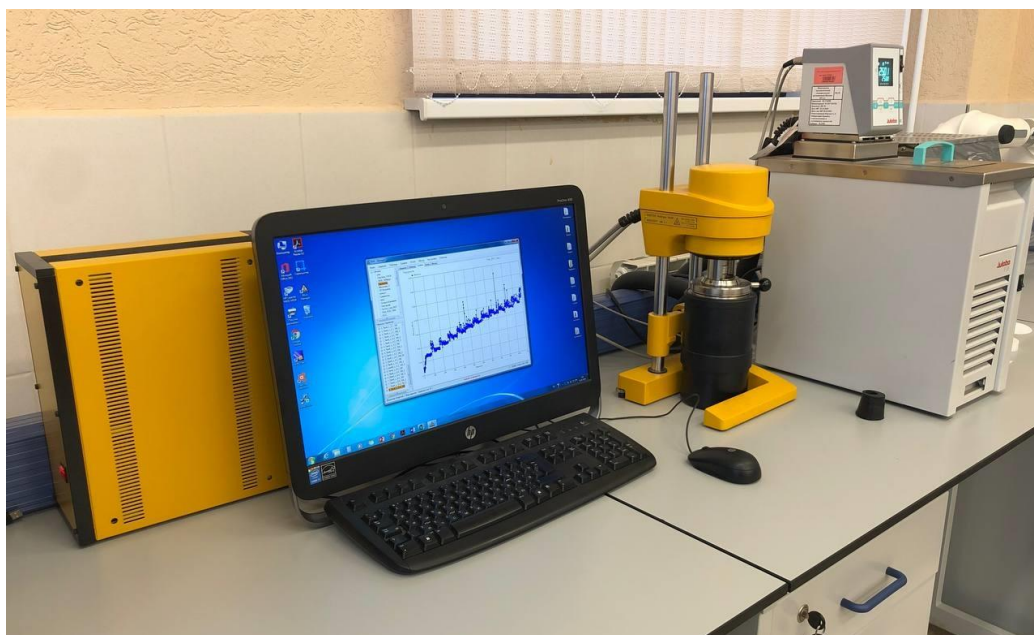


Рисунок 2.6 – Установка Rheotest RN 4.1 (фото автора)

Методика определения температуры помутнения нефти на реометре состоит из следующих этапов:

1. Подбор вращающейся цилиндрической насадки реометра исходя из предполагаемого значения вязкости и требуемой скорости сдвига.
2. Помещение пробы исследуемой нефти в цилиндрическую емкость (внешний неподвижный цилиндр).
3. Установка и крепление измерительной системы «цилиндр-цилиндр».
4. Термостатирование пробы в измерительной системе на протяжении 5 минут (при изменении температуры на 1 °С)
5. Выбор скорости сдвига и обозначение свойств исследуемой жидкости.
6. Автоматическая фиксация значений вязкости с определенным временным шагом.
7. Графическое определение температуры помутнения нефти.

Ингибирующий реагент добавлялся в количестве от 0 до 0,01 % масс. при температуре пробы выше точки насыщения нефти парафином на 15 °С.

Ингибирующий эффект оценивался по формуле (2.2):

$$\Delta T_{\text{п}} = T_{\text{п-исх}} - T_{\text{п-сэвN}}, \quad (2.2)$$

где $T_{\text{п-исх}}$ – температура помутнения исходной нефти, °С;

$T_{\text{п-сэвN}}$ – температура помутнения пробы нефти с соответствующей концентрацией сэвилена, °С.

Полученные результаты представлены в таблице 2.6 и на рисунках 2.7-2.11. Таблица 2.6 – Изменение температуры помутнения высокопарафинистой нефти при разной концентрации ингибитора в пробе (составлено автором)

Экс. №	Концентрация сэвилена 11808-340 в пробе нефти, % масс.	Температура помутнения, °С	Ингибирующий эффект $\Delta T_{\text{п}}$, °С
1	0	27	-
2	0,0005	27	0
3	0,0025	26	1
4	0,005	26	1
5	0,01	26	1

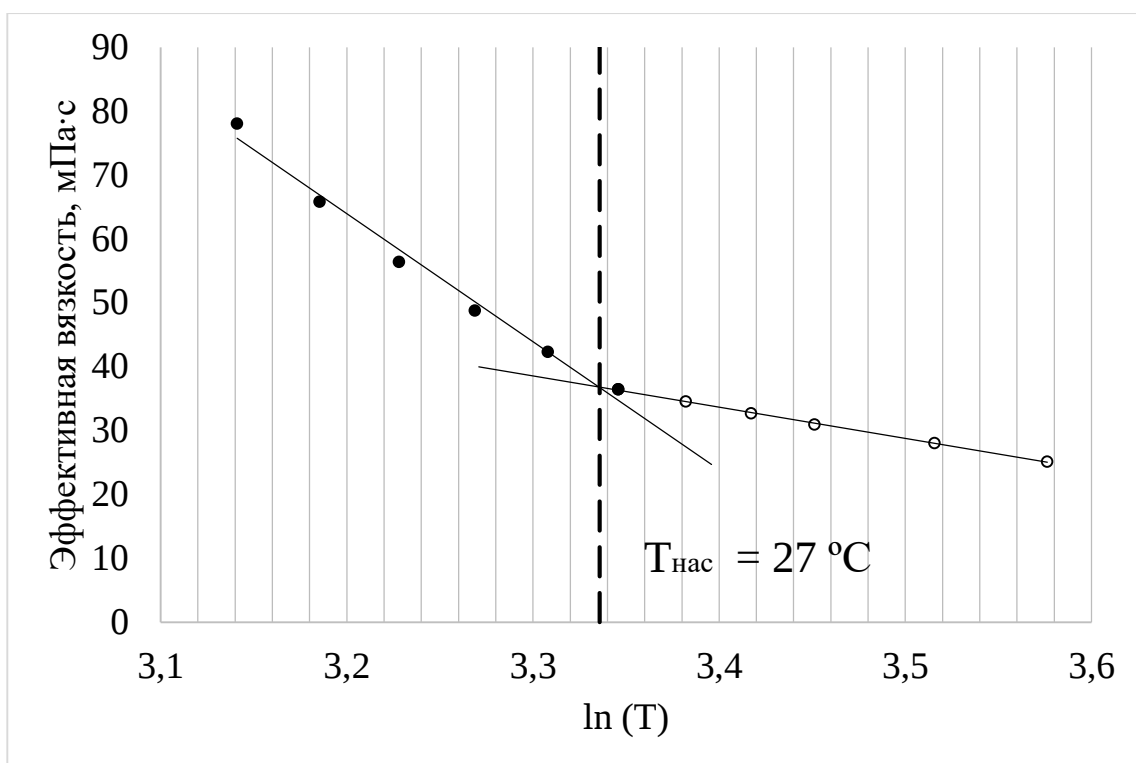


Рисунок 2.7 – Зависимость вязкости нефти от натурального логарифма температуры без добавления сэвилена (составлено автором)

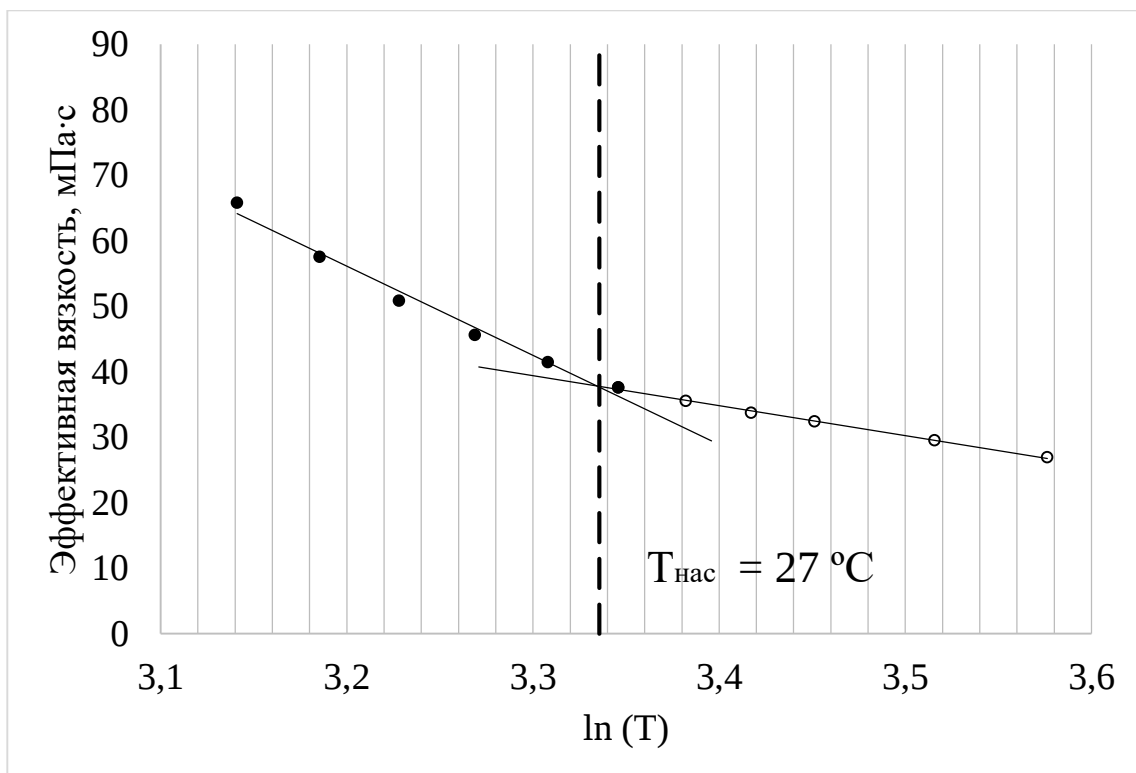


Рисунок 2.8 – Зависимость вязкости нефти от натурального логарифма температуры при концентрации сэвилена 0,0005 % масс. (составлено автором)

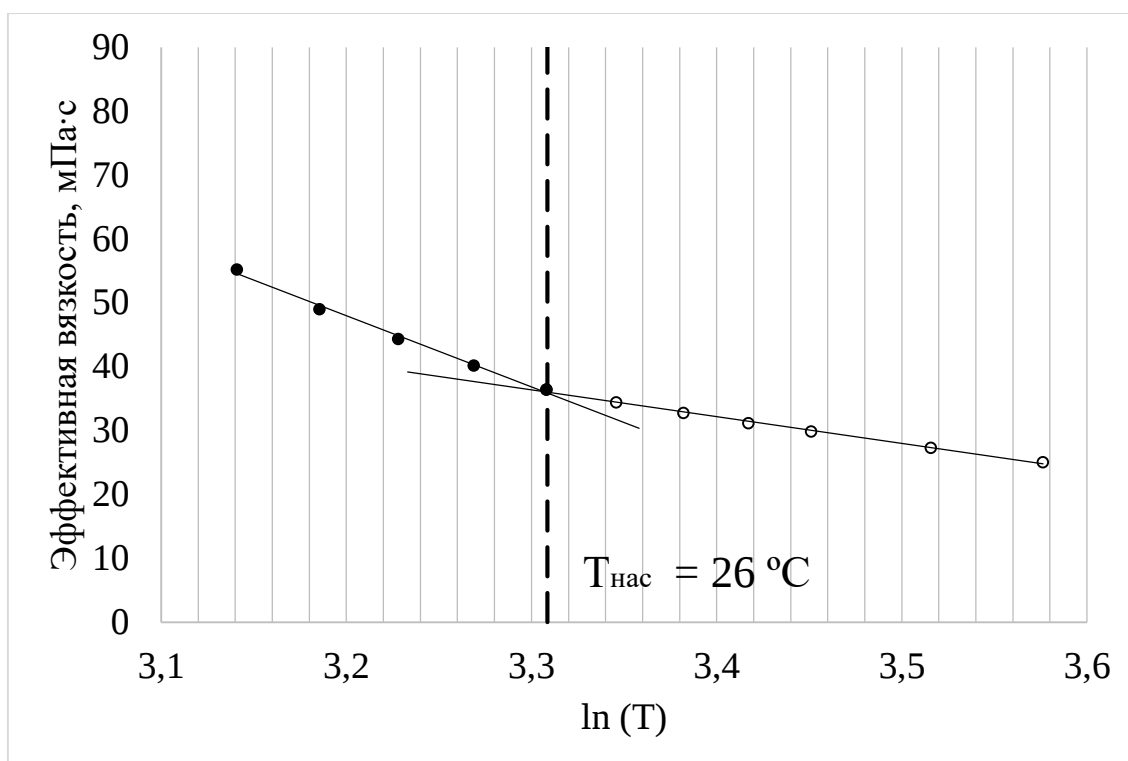


Рисунок 2.9 – Зависимость вязкости нефти от натурального логарифма температуры при концентрации сэвилена 0,0025 % масс. (составлено автором)

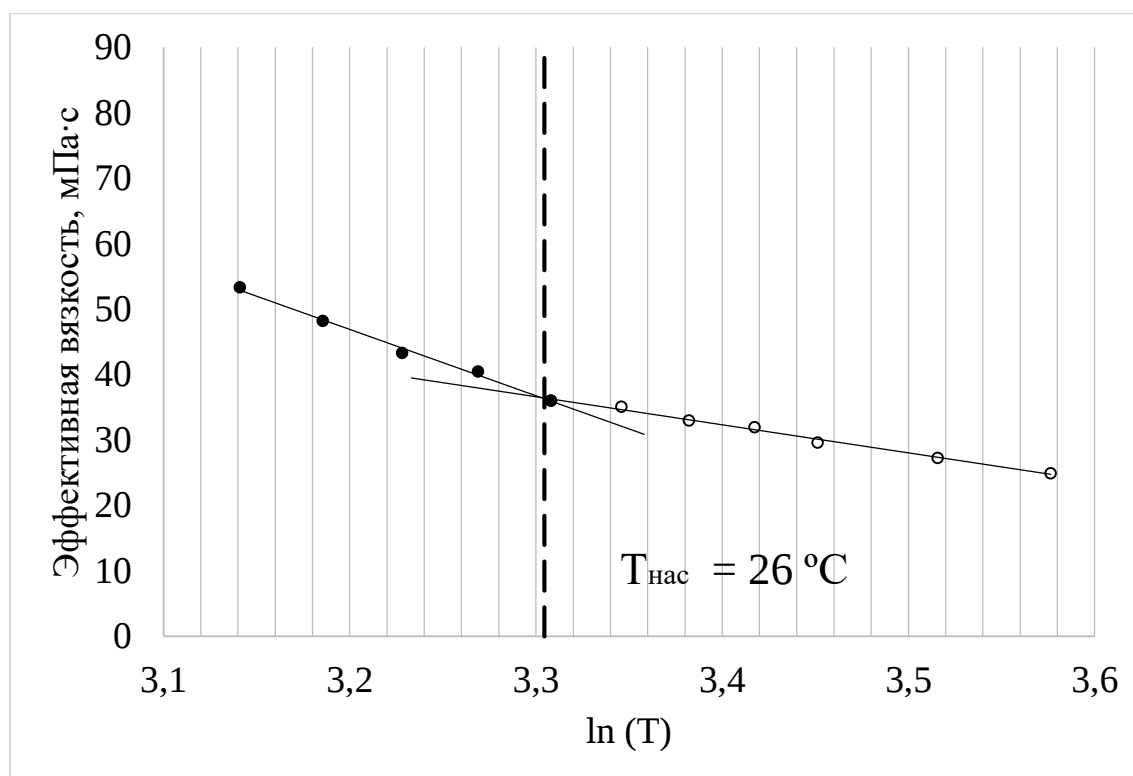


Рисунок 2.10 – Зависимость вязкости нефти от натурального логарифма температуры при концентрации сэвилена 0,005 % масс. (составлено автором)

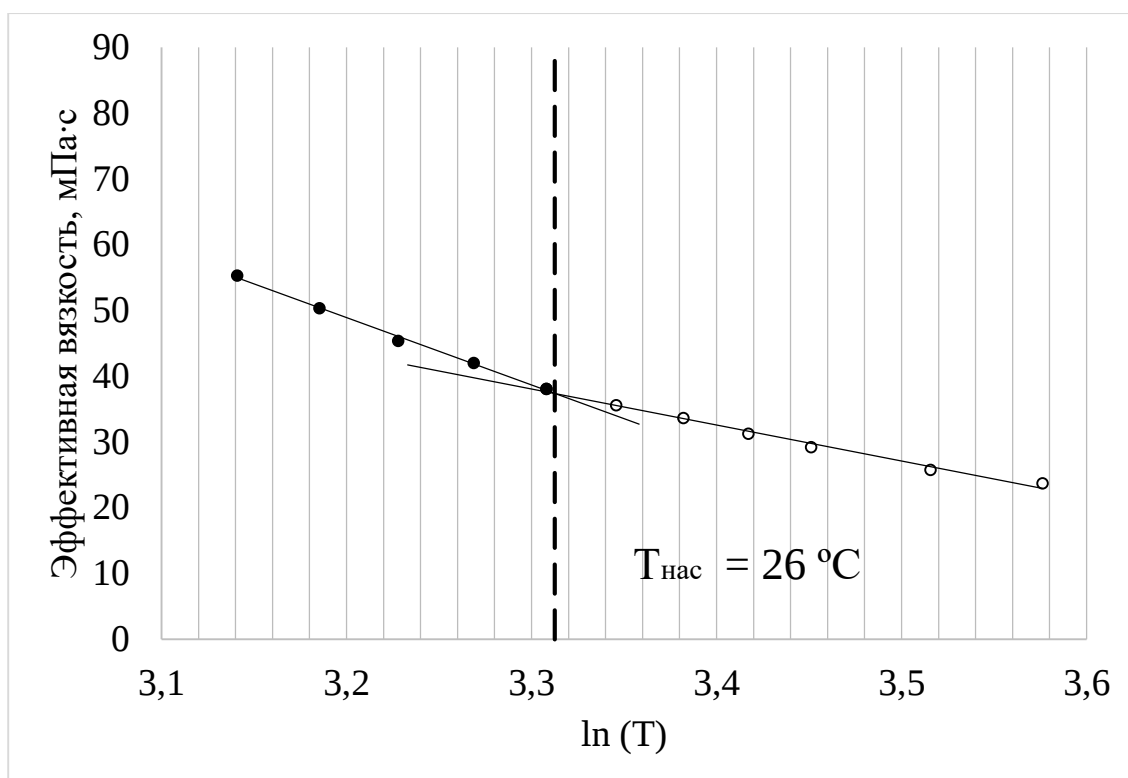


Рисунок 2.11 – Зависимость вязкости нефти от натурального логарифма температуры при концентрации сэвилена 0,01 % масс. (составлено автором)

Вязкость нефти определялись путем фиксации значения эффективной вязкости в процессе определения температуры помутнения. Полученные результаты показаны на рисунке 2.12.

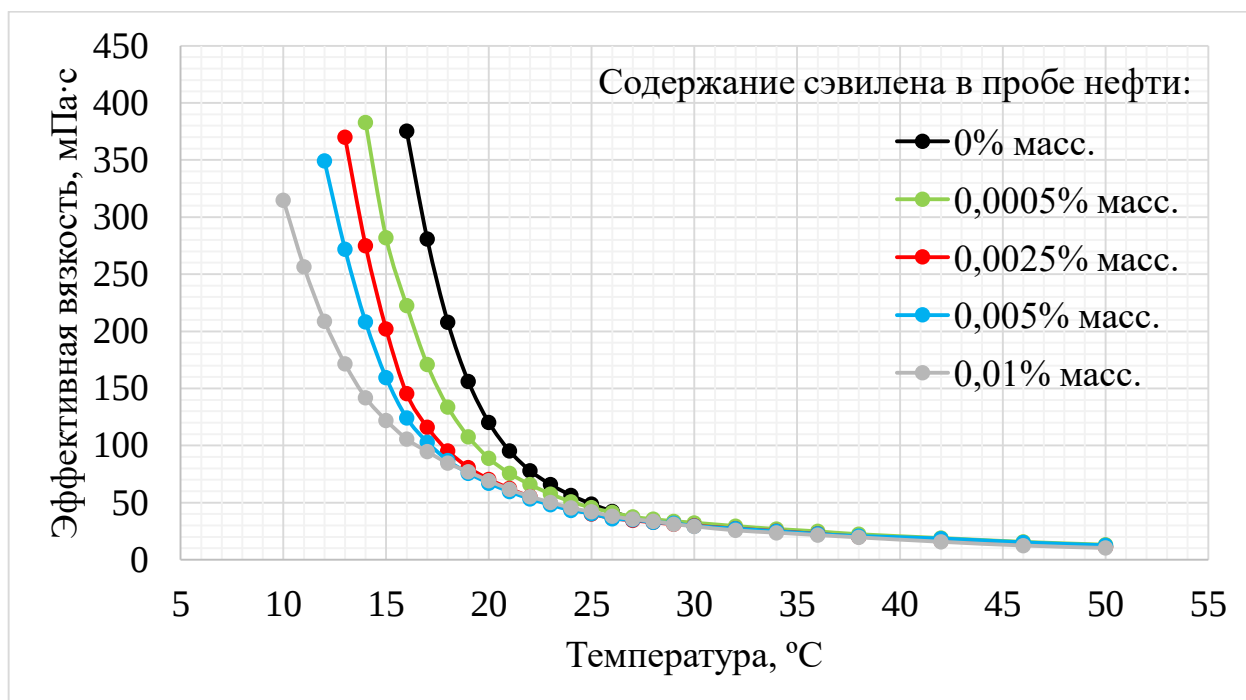


Рисунок 2.12 – Эффективная вязкость нефти при разной концентрации сэвилена марки 11808-340 и скорости сдвига 100 c^{-1} (составлено автором)

Температура застывания нефти определялась согласно ГОСТ 20287-91 (метод Б) [7].

Депрессорный эффект оценивался по формуле (2.3):

$$\Delta T_3 = T_{3-\text{исх}} - T_{3-\text{сэвN}}, \quad (2.3)$$

где $T_{3-\text{исх}}$ – температура застывания исходной нефти, °С;

$T_{3-\text{сэвN}}$ – температура застывания пробы нефти с соответствующей концентрацией сэвилена, °С.

Результаты исследования влияния ингибирующего вещества на температуру застывания представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Изменение температуры застывания высокопарафинистой нефти при разной концентрации ингибитора в пробе (составлено автором)

Экс. №	Концентрация сэвилена 11808-340 в пробе нефти, % масс.	Температура застывания, °С			Депрессорный эффект ΔT_3 , °С
		Изм. №1	Изм. №2	Ср. знач.	
1	0	18	18	18	-
2	0,0005	17	16	16,5	1,5
3	0,0025	15	15	15	3
4	0,005	15	14	14,5	3,5
5	0,01	12	12	12	6

Интенсивность образования отложений парафина определялась упрощенным способом «холодного стержня» [18] на разработанной установке общего типа (рисунок 2.13).

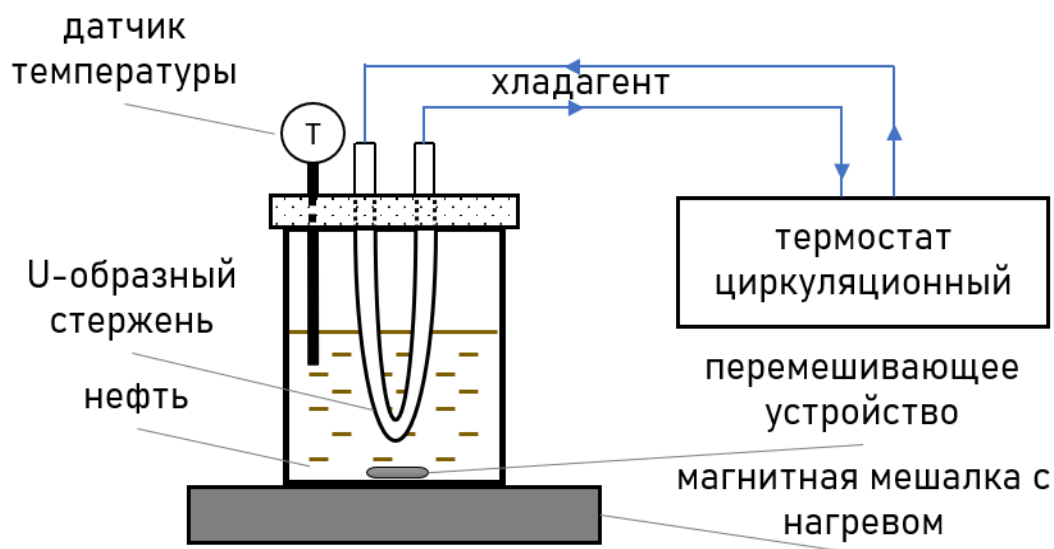


Рисунок 2.13 – Принципиальная схема установки «холодный стержень»
(составлено автором)

Методика данного способа заключалась в следующем:

1. Отбирается необходимое количество исследуемой пробы, помещается в емкость и нагревается на водяной бане до температуры на 10 °С выше точки помутнения исходной нефти.
2. Температура «холодного стержня» поддерживается ниже температуры помутнения исходной нефти на 10 °С.
3. После установления температурного градиента «холодный стержень» опускается в емкость с исследуемой пробой на 40 минут. При этом вращение якоря мешалки обеспечивает постоянное перемешивание.
4. По истечению 40 минут «холодный стержень» извлекается из исследуемой жидкости и оставляется на воздухе на 2 минуты с целью удаления остатков нефти со стержня и поверхности отложений.
5. Остатки отложений парафина удаляются путем нагревания стержня и взвешиваются.
6. По массе образовавшихся отложений оценивается интенсивность процесса формирования отложений парафина.

Полученные результаты исследования процесса образования отложений методом «холодного стержня» представлены в таблице 2.8 и на рисунке 2.14.

Таблица 2.8 – Результаты исследования процесса образования отложений методом «холодного стержня» (составлено автором)

Экс. №	Концентрация сэвилена 11808-340 в пробе нефти, % масс.	Масса образовавшихся отложений парафина, г
1	0	4,02
2	0,0005	3,69
3	0,0025	3,28
4	0,005	3,12
5	0,01	2,81



Рисунок 2.14 – Внешний вид покрытого отложениями стержня после эксперимента при концентрации сэвилена 0,01% масс. (фото автора)

По результатам проведенных исследований установлено, что добавление сополимера этилена и винилацетата (с массовой долей винилацетата 26...30 %) в концентрации 0,01 % масс. способствует снижению температуры насыщения нефти парафином на 1 °С, снижению температуры застывания нефти на 6 °С, уменьшению массы образовавшихся отложений на поверхности «холодного стержня» на 30 %, а также снижению вязкости высокопарафинистой нефти при температурах 16...26 °С на 10...72 %. Установленные зависимости позволяют

объяснить механизм действия – сополимер этилена и винилацетата (с массовой долей винилацетата 26...30 %) не предотвращает начало процесса кристаллизации, а ограничивает рост кристаллов и их структурообразование. Результаты исследования интенсивности формирования отложений показали положительный эффект от добавления сэвилена за счет лучшего срыва отложений потоком в связи с изменением кристаллической структуры.

Таким образом, результаты исследований подтвердили ингибирующую способность сополимера этилена и винилацетата (с массовой долей винилацетата 26...30 %) по отношению к АСПО и возможность использования сэвилена марки 11808-340 в качестве ингибирующего вещества, заполняющего пустоты частиц пористого проппанта.

Для дальнейшего определения концентрации сэвилена в отобранных пробах нефти была построена эталонная кривая зависимости вязкости нефти от концентрации ингибирующего вещества при температуре 16 °C (рисунок 2.15) [17].

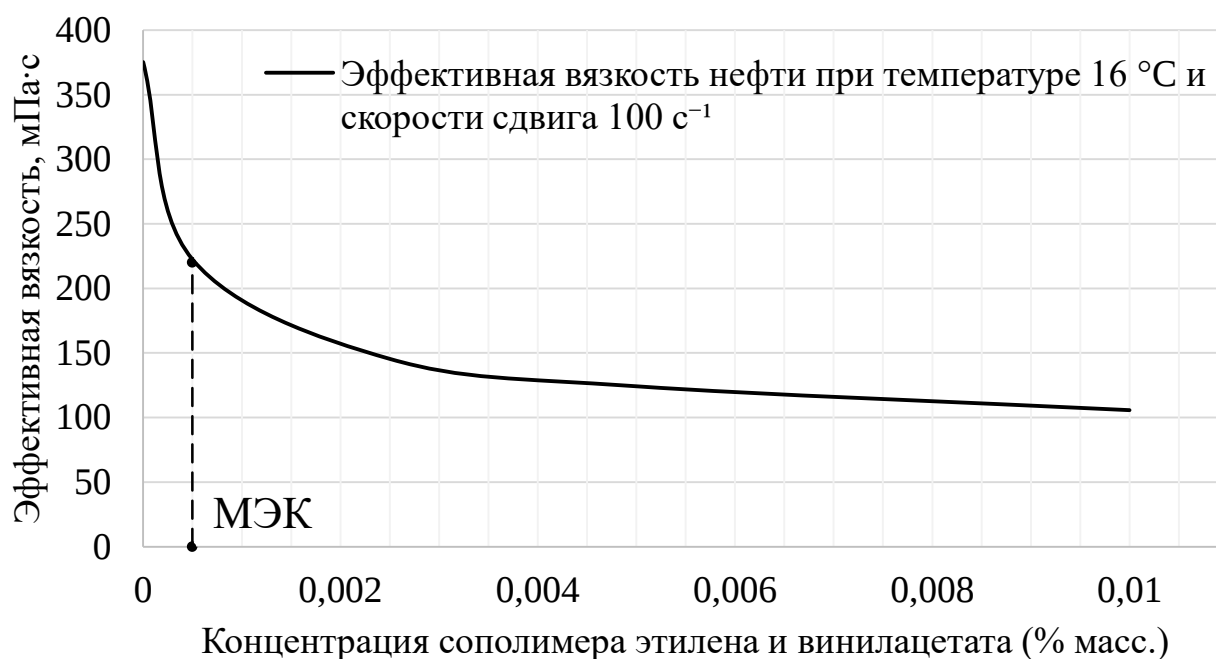


Рисунок 2.15 – Кривая для определения концентрации сэвилена в нефти
(составлено автором)

На основании полученной кривой концентрация 0,0005 % масс. была выбрана как минимальная эффективная концентрация (МЭК), обеспечивающая оптимальный уровень ингибирования с учетом тенденции расхода реагента.

2.4 Приготовление модифицированного проппанта

Изготовление модифицированного проппанта – проппантоподобных твердых частиц, содержащих твердофазный сэвилен, осуществляется следующим образом.

1. Подготовка твердого субстрата

Данный этап включает производство твердых частицы, отвечающих всем описанным ранее требованиям. В случае использования готового продукта необходимость в этом отсутствует.

Расчетное количество пробы пористого проппанта (около 35 грамм) отбирается и высушивается в термощкафу при температуре 105 °С до постоянной массы. Затем частицы помещаются в эксикатор и находятся там до начала этапа насыщения.

2. Приготовление раствора для насыщения пористого проппанта

В качестве жидкости насыщения выступает раствор сэвилена 11808-340 в о-ксилоле с концентрацией 10 % масс. Раствор готовится путем смешивания расчетного количества о-ксилола и сэвилена в емкости при постоянном перемешивании до однородной массы при комнатной температуре.

3. Насыщение твердых частиц раствором

Насыщение пористого проппанта раствором осуществляется на установке для вакуумной пропитки (рисунок 2.16).

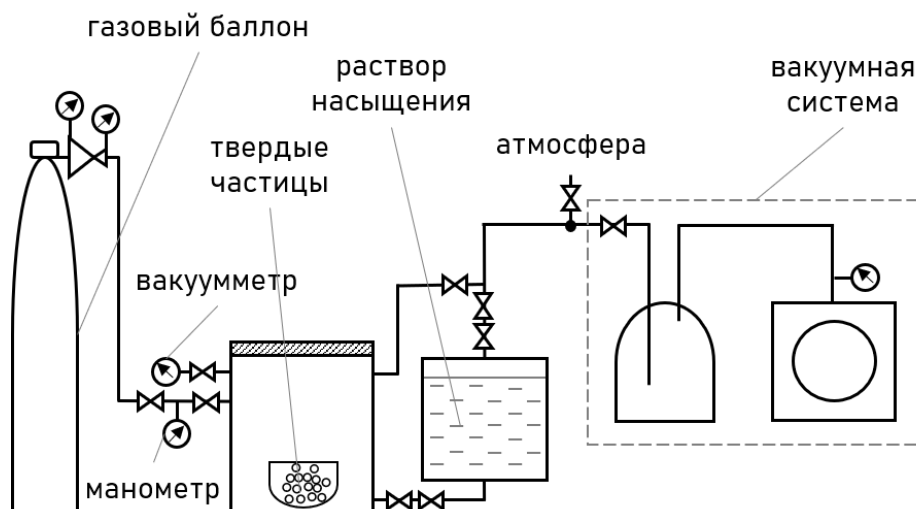


Рисунок 2.16 – Схема установки для насыщения частиц пористого проппанта
(составлено автором)

Подготовленные твердые частицы пористого проппанта засыпаются в металлическую сито-корзинку, которая помещается в емкость для насыщения. Вакуумным насосом в емкости создается разряжение минус 99 кПа, фиксируемое вакуумметром. Пониженное давление поддерживается вакуумным насосом в течение 15 минут, после чего кран на линию вакуумного насоса закрывается. Затем проверяется значения давления в емкости с пробой пористого проппанта. В случае изменения показаний вакуумметра насосный агрегат повторно создает разряжение до тех пор, пока давление в емкости не будет постоянным при закрытом кране на линию вакуумного насоса.

В емкость для жидкости насыщения заливается приготовленный раствор сэвилена в о-ксилоле так, чтобы уровень жидкости в емкости для насыщения в дальнейшем оказался выше твердых частиц пористого проппанта не менее чем на 2 см. Затем в емкости над жидкостью насыщения непродолжительное время вакуумным насосом поддерживается разряжение, после чего кран на линию вакуумного насоса закрывается.

Для подачи раствора в емкость насыщения открываются краны на линии, соединяющей емкость с пробой и емкость с жидкостью насыщения. При повышении давления в системе вакуумным насосом достигается первоначальное разряжение и выдерживается непродолжительное время. Затем кран вакуумного насоса переводится на выход в атмосферу, и давление в системе уравнивается с атмосферным. С целью донасыщения твердых частиц через воздушную линию в системе создается высокое давление 10 МПа и поддерживается на протяжении 480 минут.

После донасыщения частиц давление в системе уравнивается с атмосферным, и сито-корзинка извлекается из установки.

4. Высушивание твердых частиц

С целью удаления растворителя и получения модифицированных частиц проппанта, содержащих твердофазный сополимер этилена и винилацетата в порах и в виде поверхностного слоя применяется ротационный испаритель. Принципиальная схема установки представлена на рисунке 2.17.

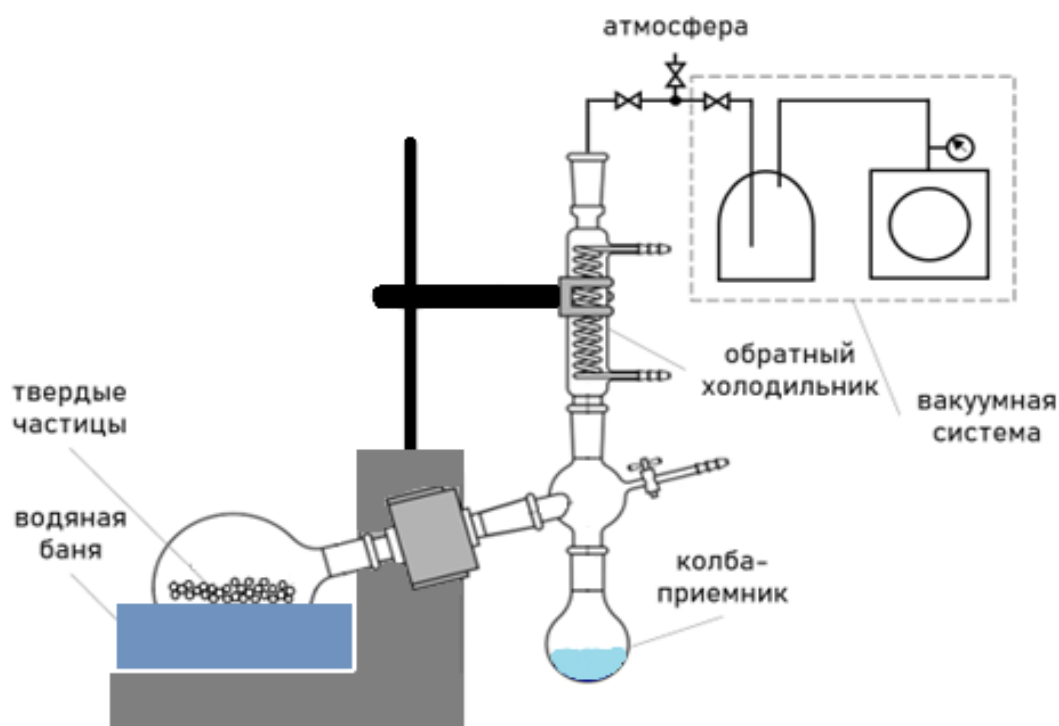


Рисунок 2.17 – Принципиальная схема установки ротационного испарителя
(составлено автором)

В загрузочную колбу, расположенную в водяной бане, помещаются твердые пористые частицы, насыщенные жидким ингибирующим веществом. Затем создаются определенные термобарические условия, обеспечивающие интенсивное удаление жидкого растворителя и кристаллизацию растворенного сэйлена. Пары растворителя поступают в змеевиковый обратный холодильник, охлаждаются и конденсируются, стекая в колбу-приемник. Вращательное движение загрузочной колбы обеспечивает в данном случае отсутствие слипания частиц.

После удаления остатков растворителя частицы извлекаются из колбы. При необходимости частицы модифицированного пропанта отделяются друг от друга путем механического воздействия в «мельнице-барабане».

На рисунке 2.18 представлены необработанные исходные частицы пористого пропанта и частицы модифицированного пропанта.

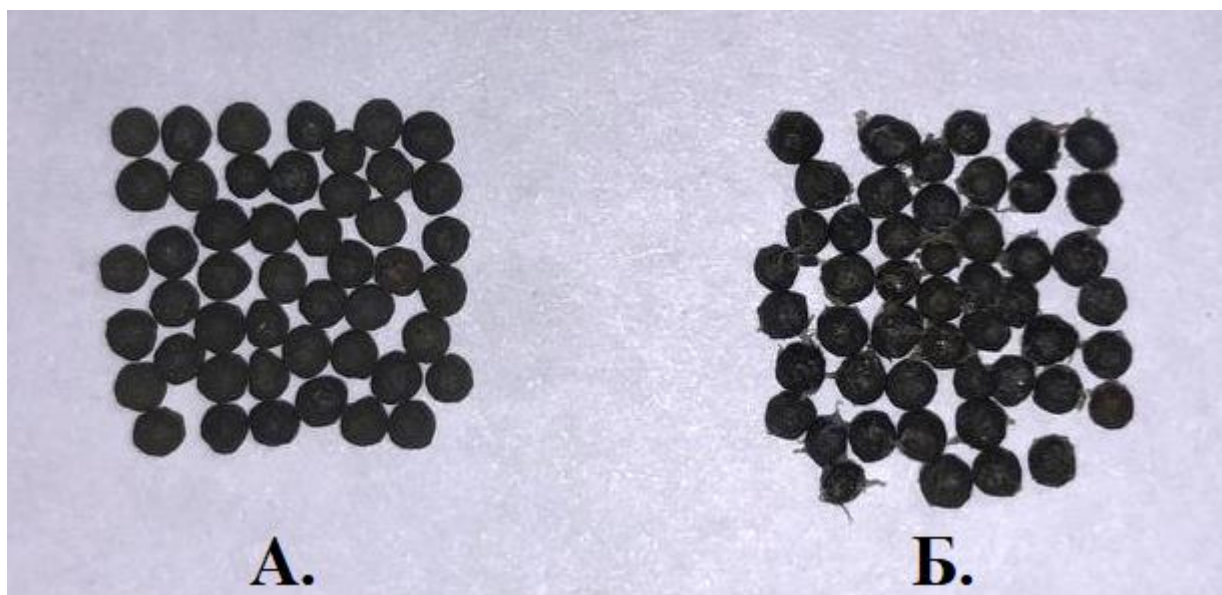


Рисунок 2.18 – Пористые керамические частицы: а – до насыщения ингибитором, б – после насыщения твердофазным сэвиленом (фото автора)

Готовые частицы модифицированного проппанта взвешиваются и определяется масса твердого сэвилена, содержащегося в частицах (2.4):

$$m_c = m_{\text{нн}} - m_{\text{н}}, \quad (2.4)$$

где $m_{\text{н}}$ – масса навески до насыщения сэвиленом, г;

$m_{\text{нн}}$ – масса навески после насыщения сэвиленом, г.

С целью оценки степени заполнения пустот рассчитывается объемное содержание ингибирующего вещества с учетом плотности сэвилена $\rho_{\text{сэв}} = 950 \text{ кг/м}^3$, и истинной плотности пористых частиц $\rho_{\text{ист}} = 2100 \text{ кг/м}^3$.

В таблице 2.9 представлены результаты оценки содержания твердого сэвилена в частицах модифицированного проппанта.

Таблица 2.9 – Содержание твердого сэвилена в частицах модифицированного проппанта (составлено автором)

Партия №	$m_{\text{н}}, \text{ г}$	$m_{\text{нн}}, \text{ г}$	$m_{\text{с}}, \text{ г}$	Содержание сэвилена, % масс.	Объемное содержание, д. ед.
1	39,573	40,895	1,322	3,23	0,07
2	35,038	35,992	0,954	2,65	0,06
3	36,874	37,913	1,039	2,74	0,06

Соотношение полученных результатов с открытой пористостью частиц – 12,96 %, полученной в разделе 2.2, показывает, что не все пустоты заполнены твердым сэвиленом. Это объясняется повышенной вязкостью раствора ингибирующего вещества в сравнении с вязкостью дистиллированной воды, использовавшейся при определении открытой пористости частиц.

2.5 Оценка взаимовлияния модифицированного проппанта и жидкости ГРП

На разных этапах проведения ГРП применяются различные жидкости, обладающие определенными свойствами в зависимости от их назначения:

- жидкость разрыва, предназначенная для нарушения целостности пласта с образованием новых трещин или расширением существующих;
- жидкость-песконоситель, предназначенная для транспортировки проппанта до трещины и ее заполнения им;
- продавочная жидкость, используемая для задавки в образовавшуюся трещину жидкости разрыва и жидкости-песконосителя [1].

В добывающих скважинах в качестве жидкости-песконосителя могут использоваться вязкие нефти, загущенные дизельное топливо и керосин, нефтекислотные и водонефтяные эмульсии, водные растворы полимеров, загущенные спирт и кислоты, пенные системы, синтетические гели и др. При проведении ГРП в осложненных пластовых условиях состав жидкости-песконосителя может включать широкий перечень компонентов, необходимых для достижения высокой эффективности мероприятия и предотвращения побочных осложнений. Состав жидкости ГРП должен обеспечивать создание трещины с требуемыми параметрами, оптимальную пескоудерживающую способность в трещине и равномерное распределение проппанта вдоль нее, незначительную фильтрацию в пласт, термостабильность, быструю деструкцию и последующее удаление из пласта, минимальное повреждение продуктивного пласта и невысокие потери давления на трение при закачке.

Исходя из принципа ингибирования путем омыwania частиц модифицированного проппанта, содержащих твердофазный сэвилен, для исследования была выбрана жидкость на водной основе.

На сегодняшний день наиболее широкое применение получили сшитые гели с гуаровой камедью в качестве гелеобразующего компонента [1, 25, 38]. При этом для повышения вязкости первичного линейного геля применяются боратные сшиватели. Основным достоинством данных гуаро-боратных систем является их повышенная вязкость, которая обеспечивает возможность переноса проппанта во взвешенном состоянии вглубь трещины.

С целью последующего снижения вязкости и достижения максимальной очистки образовавшейся трещины в состав сшитого геля добавляется брейкер (деструктор). Данная добавка позволяет жидкости-песконосителю контролируемо деградировать до состояния, при котором продукты деструкции полимерного раствора могут легко быть отобраны из трещины. Большая часть применяемых деструкторов являются внутренними и вводятся в жидкость-песконоситель до сшивки геля [25]. Также существуют капсулированные деструкторы и активаторы реакции разрушения сшитого геля. Деструктор, добавляемый в состав жидкости-песконосителя на поверхности, не должен оказывать на нее воздействия в процессе проведения операции по ГРП, а затем по окончании мероприятия должен разрушить связи сшитого геля без образования осадка. Однако исследовательский опыт показывает, что достичь полной очистки трещины ГРП от геля практически невозможно, что приводит к ухудшению проницаемости пачки проппанта. Распространенными дополнительными добавками являются стабилизаторы глин, деэмульгаторы, температурные стабилизаторы, регуляторы pH, понизители трения.

Состав применяемой жидкости-песконосителя представлен в таблице 2.10. Таблица 2.10 – Состав модельной жидкости-песконосителя (составлено автором)

Компонент	Ед. изм.	Значение (на 1 литр)
Дистиллированная вода	мл	1000
Гуаровая камедь	г	5
Боратный сшиватель (борная кислота)	г	2,5

Концентрации гелеобразующего компонента и сшивателя определялись исходя из типовых рецептур гуаро-боратных систем.

Обозначенный состав жидкости ГРП (таблица 2.10) не включает в себя деструктор по причине отсутствия необходимости в данных исследованиях тщательного подбора времени разрушения сшитого геля. Соответственно, деструктор вводился в жидкость-песконоситель после определения свойств сшитого геля. В качестве деструктора применялся натрий надсерноокислый (натрий персульфат).

Ключевыми факторами, влияющими на процесс сшивки и деструкции геля, является температура и рН показатель. Для эффективной работы боратного сшивателя необходима щелочная среда со значениями рН от 8 до 12.

Методика приготовления жидкости ГРП заключалась в следующем:

1. Подготовка расчетного объема дистиллированной воды и доведение рН до значения 9 путем добавления NaOH и перемешивания на высокоскоростной мешалке при 1100 об/мин в течение 10 минут.
2. Добавление гуаровой камеди и перемешивание при 1100 об/мин в течение 15 минут.
4. Добавление сшивателя и перемешивание при 1100 об/мин до момента закрытия центральной воронки.

С целью оценки влияния модифицированного проппанта и сэвилена на функциональность жидкости ГРП были проведены эксперименты по определению вязкости линейного и сшитого геля, времени сшивки, степени деструкции, пескоудерживающей способности жидкости ГРП при различных концентрациях сэвилена и разновидностях проппанта. Время сшивки определялось по моменту закрытия центральной воронки при перемешивании и оценивалось визуально. Степень деструкции определялась как отношение значений вязкости жидкости ГРП после воздействия брейкера и вязкости первоначального сшитого геля. Пескоудерживающая способность геля определялась путем измерения времени оседания взвешенных частиц проппанта в статических условиях.

Полученные результаты исследований представлены в таблице 2.11 и на рисунках 2.19 - 2.20.

Таблица 2.11 – Результаты исследования свойств линейного и сшитого гелей (составлено автором)

Тип жидкости	Добавление сэвилена в использованную воду	Вязкость при 20°C и 100 с ⁻¹ , мПа·с	Время сшивки, с	Степень деструкции, %
Линейный гель модельный 1	Да	51,31	-	-
Линейный гель модельный 2	Нет	51,22	-	-
Сшитый гель модельный 1	Да	513,78	5	1,21
Сшитый гель модельный 2	Нет	505,23	5	1,25

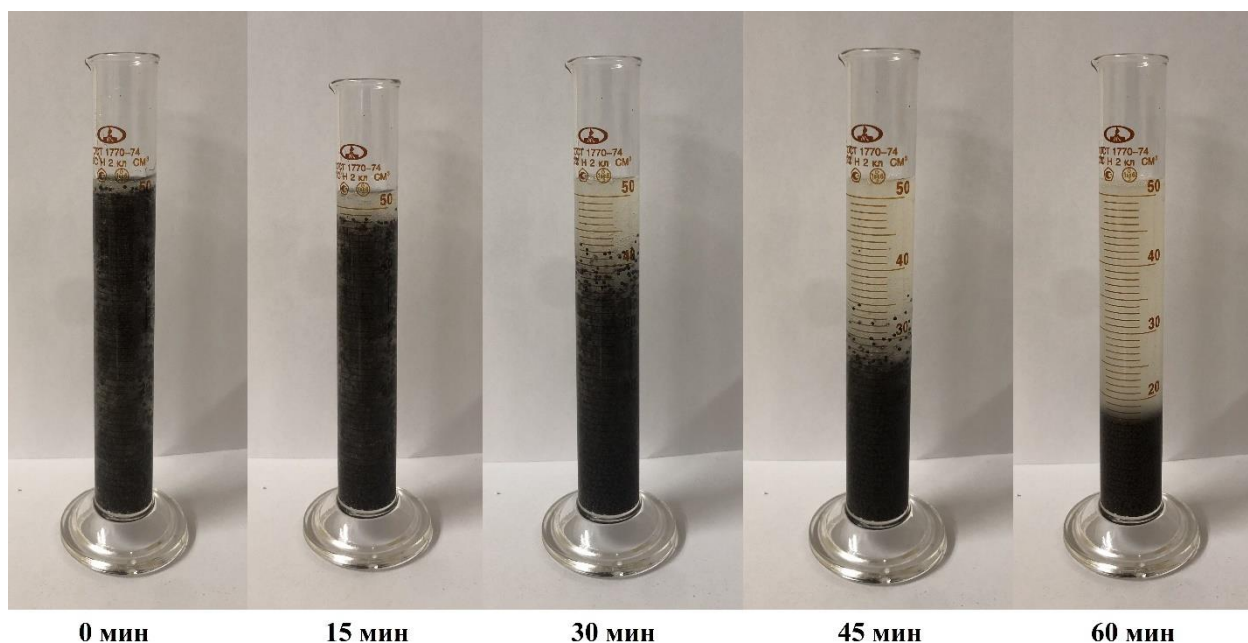


Рисунок 2.19 – Оседание инертного проппанта в жидкости-песконосителе с концентрацией 800 кг/м³ (фото автора)

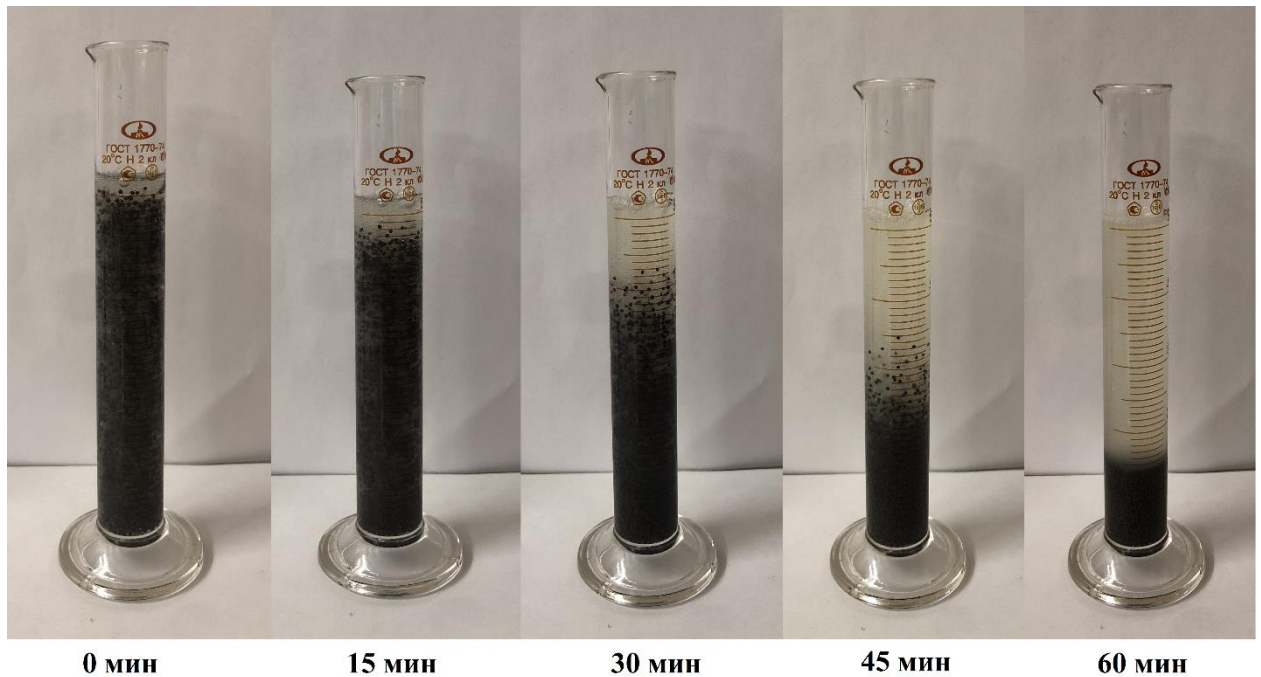


Рисунок 2.20 – Оседание насыщенного проппанта в жидкости-песконосителе с концентрацией 800 кг/м^3 (фото автора)

Полученные результаты исследования скорости осаждения инертного и модифицированного проппанта, сопоставимы, однако при оценке транспортировочной способности жидкости рекомендуется учитывать тот факт, что открытые внутренние пустоты частиц заполнены твердым ингибитором. Таким образом, с учетом результатов исследований, наличие ингибирующего вещества – сэвилена не влияет на процессы, протекающие в жидкости ГРП.

2.6 Выводы по Главе 2

1. По результатам проведенных исследований установлено, что добавление сополимера этилена и винилацетата (с массовой долей винилацетата 26...30 %) в концентрации 0,01 % масс. способствует снижению температуры насыщения нефти парафином на 1°C , снижению температуры застывания нефти на 6°C , уменьшению массы образовавшихся отложений на поверхности «холодного стержня» на 30 %, а также снижению вязкости высокопарафинистой нефти при температурах 16...26 $^\circ\text{C}$ на 10...72 %.

2. Разработан способ насыщения пористого проппанта твердофазным сополимером этилена и винилацетата, заключающийся в насыщении частиц

раствором сэвилена в о-ксилоле с концентрацией первого 10 % масс. и в последующем удалении растворителя.

3. Для насыщения пористых пропантоподобных частиц твердофазным сополимером этиленом и винилацетатом (с массовой долей винилацетата 26...30 %) разработано устройство (патент РФ № 2818386) [29], с помощью которого изготавливают модифицированный пропант, частицы которого содержат твердый реагент в порах и в виде поверхностного слоя.

ГЛАВА 3 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИНГИБИРОВАНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

3.1 Физическое моделирование процесса ингибирования образования АСПО

3.1.1 Методика проведения исследования для оценки эффективности технологии ингибирования

Оценка способности модифицированного проппанта высвобождать сэвилен и эффективности способа ингибирования проводилась путем моделирования фильтрации исследуемой высокопарафинистой нефти через пачку проппанта, содержащую насыщенные частицы, и последующую оценку концентрации ингибирующего вещества.

Принципиальная схема фильтрационной установки представлена на рисунке 3.1.

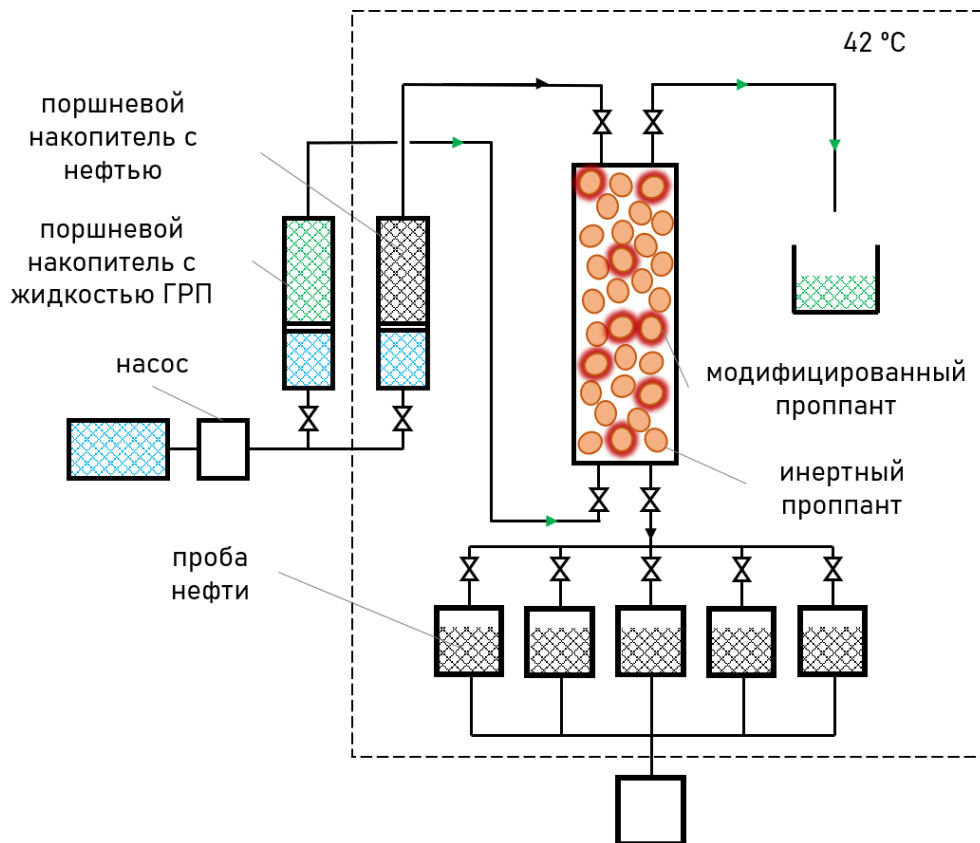


Рисунок 3.1 – Схема фильтрационной установки (составлено автором)

Применяемая установка была собрана на базе фильтрационной установки «Auto Flood 700» (рисунок 3.2) с использованием поршневых накопителей для

подачи нефти и продуктов деструкции жидкости-песконосителя, насосов, блока противодавления, термощкафа и датчика температуры.



Рисунок 3.2 – Общий вид установки «Auto Flood 700» (фото автора)

Загрузочная колонка представляла из себя трубку из нержавеющей стали диаметром 6,86 мм и длиной 90,42 мм. Приблизительный поровый объем моделируемой матрицы проппанта с учетом геометрии загрузочной колонки составил 0,91 см³. Полученное значение было принято как среднее и использовалось при последующих фильтрационных исследованиях.

Методика исследования заключалась в следующем:

1. Подготавливается и тщательно перемешивается смесь инертного и модифицированного проппанта в требуемом массовом соотношении. При этом общая масса частиц расклинивающего агента составляет около 3 грамм.

2. Смесь проппанта помещается в загрузочную колонку и моделируется взаимодействие частиц проппанта и жидкости-песконосителя в процессе проведения ГРП:

- приготовление модельного сшитого геля с последующим разрушением комплексных связей полимера и сшивателя согласно методике, описанной ранее;
- фильтрация продукта разрушения сшитого геля через фильтр грубой очистки для удаления высоковязких остатков с целью исключить неравномерное разрушение структуры геля;

- при постоянном расходе $0,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ через моделируемую матрицу в обратном направлении прокачивается полученный продукт разрушения в объем – 3 поровых объема моделируемой матрицы.

3. В системе устанавливаются температурные условия, обеспечивающие отсутствие кристаллов парафина в исследуемой нефти (температура на 15°C выше точки насыщения исходной нефти парафином).

4. При постоянном требуемом расходе через моделируемую матрицу в прямом направлении прокачивается исследуемая нефть. При этом на выходе из загрузочной колонки периодически отбирается проба нефти.

5. Определяется концентрация сэвилена в отобранных пробах графическим методом по эталонной кривой (рисунок 2.15) для оценки периода поддержания эффективного уровня концентрации.

3.1.2 Интерпретация и обработка результатов экспериментов

Для оценки влияния жидкости-песконосителя на эффективность ингибирования образования АСПО была проведена серия фильтрационных экспериментов согласно методике, описанной в разделе 3.1.1. При этом в первом случае не моделировалось взаимодействие жидкости ГРП и модифицированного проппанта – исследуемая нефть сразу прокачивалась через смесь сухого инертного проппанта и обработанных частиц, расположенной в загрузочной колонке. Остальные параметры и условия проведения экспериментов не изменялись. Условия экспериментов представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Условия фильтрационных экспериментов по оценке влияния жидкости ГРП на высвобождение сэвилена (составлено автором)

Параметр	Ед. изм.	Значение
Длина загрузочной колонки	мм	90,42
Поровый объем	см^3	0,91
Расход нефти	$\text{см}^3/\text{мин}$	2,1
Соотношение массы модифицированного и инертного проппанта	-	100/0

Результаты исследования эффективной вязкости проб нефти, отобранных в процессе фильтрации через сухую пачку проппанта и через матрицу, насыщенную

продуктами деструкции жидкости-песконосителя, представлены на рисунке 3.3 и рисунке 3.4 соответственно.

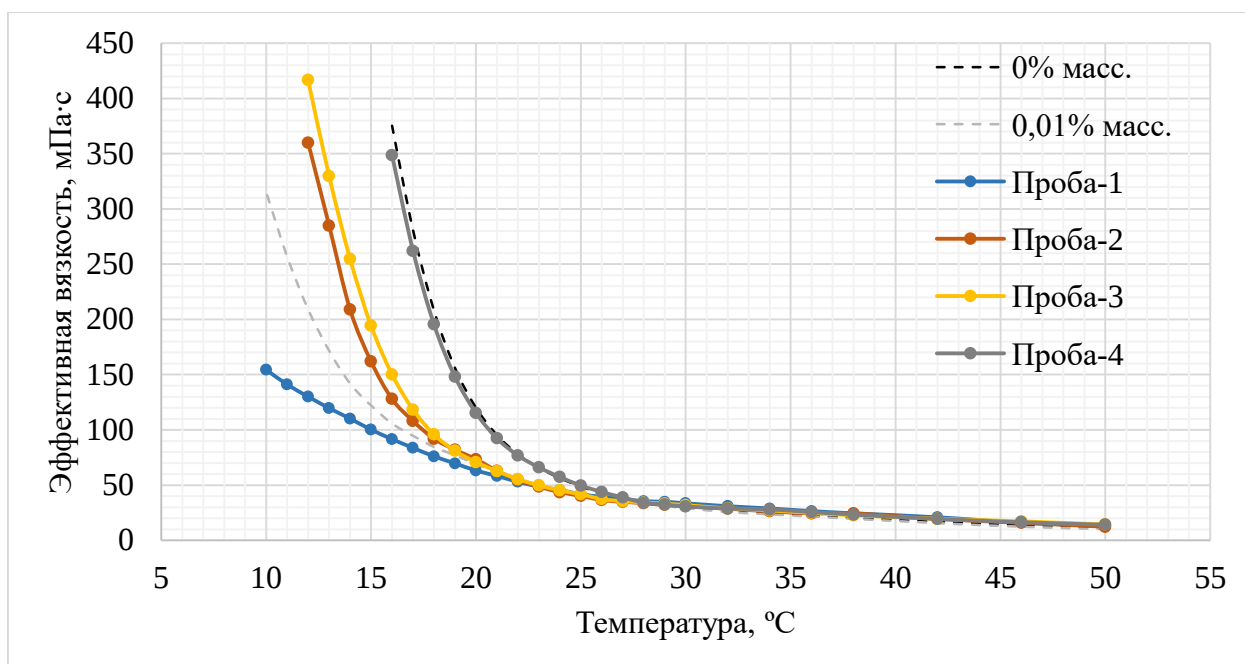


Рисунок 3.3 – Эффективная вязкость проб нефти эксперимента при расходе нефти 2,1 см³/мин без моделирования жидкости-песконосителя, скорость сдвига 100 с⁻¹ (составлено автором)

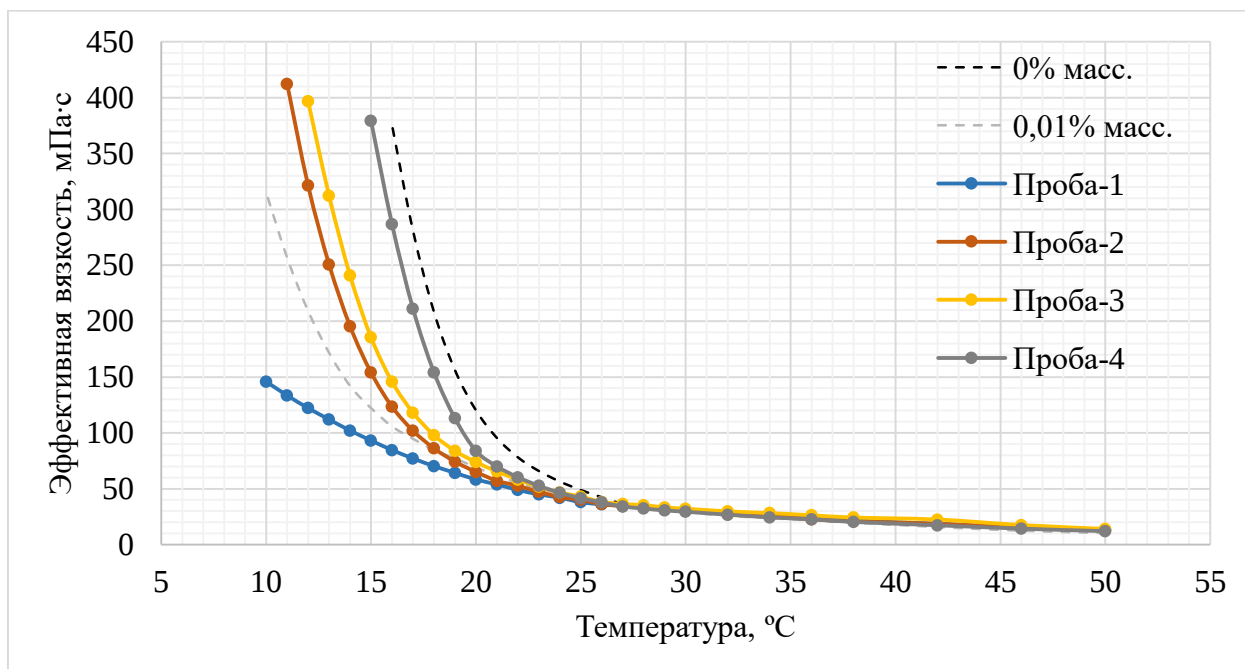


Рисунок 3.4 – Эффективная вязкость проб нефти эксперимента при расходе нефти 2,1 см³/мин с моделированием жидкости-песконосителя, скорость сдвига 100 с⁻¹ (составлено автором)

На основании эталонной кривой (рисунок 2.15) был построен график зависимости концентрации сэвилена на выходе из загрузочной колонки от количества прокаченных поровых объемов, представленный на рисунке 3.5.

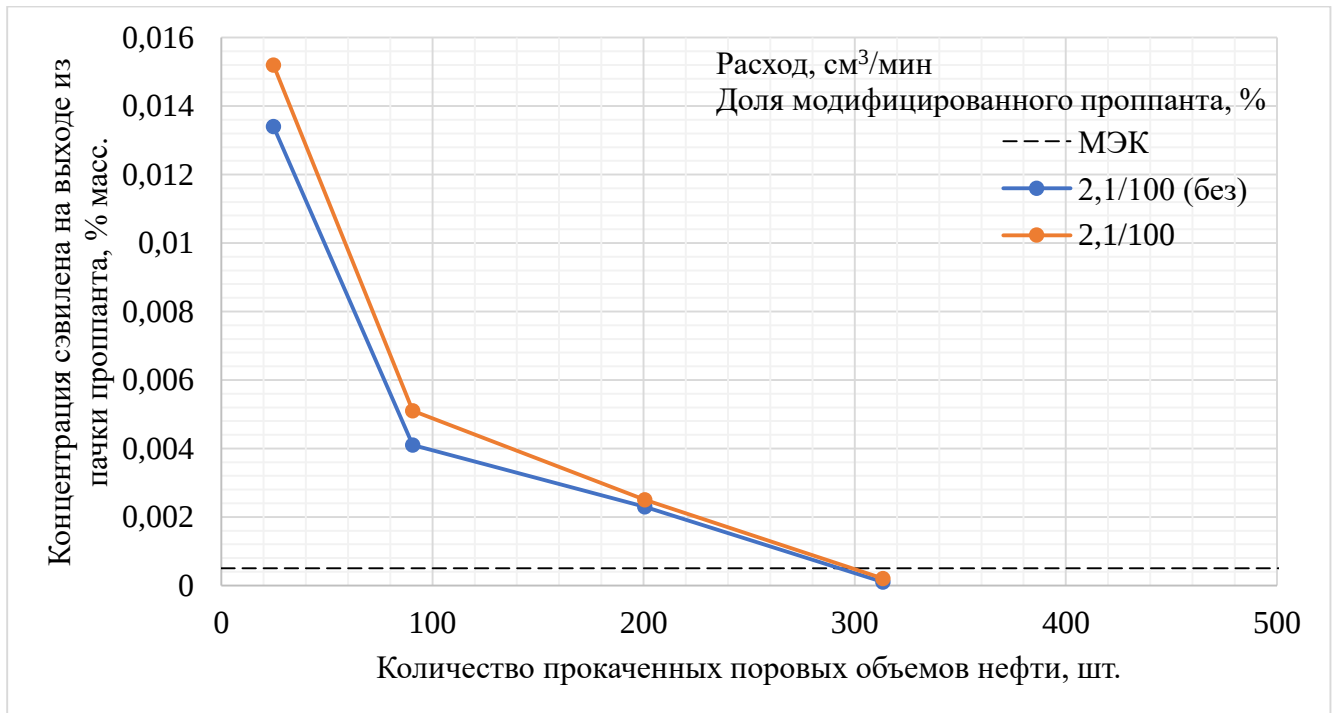


Рисунок 3.5 – Профиль высвобождения сэвилена с моделированием жидкости-песконосителя и без (составлено автором)

Согласно полученным результатам, первоначальная концентрация сэвилена в пробе нефти в случае предварительного прокачивания продуктов деструкции жидкости-песконосителя превышает содержание ингибитора при фильтрации нефти через сухую модельную пачку проппанта. С увеличением объема прокаченной нефти наблюдается постепенное выравнивание концентрации сэвилена в пробах, при этом продолжительность эффективного ингибирования в обоих случаях практически одинакова – концентрация ингибирующего вещества снижается ниже минимального эффективного значения после фильтрации 295 поровых объемов модельной пачки проппанта. Следовательно, наличие продуктов деструкции жидкости-песконосителя на гуаровой основе не влияет на интенсивность высвобождения сэвилена в начальный момент фильтрации.

Поскольку принцип ингибирования основан на высвобождении вещества при омывании потоком нефти частиц модифицированного проппанта, было оценено

влияние следующих факторов на продолжительность высвобождения и период эффективной защиты:

- средний дебит добывающей скважины после проведения мероприятия по ГРП;
- доля модифицированного проппанта в общей массе расклинивающего агента;
- доля воды в водонефтяном потоке, омывающем модифицированный проппант.

С целью оценки влияния первого фактора была выполнена серия фильтрационных экспериментов, условия проведения которых представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Условия фильтрационных экспериментов по оценке влияния расхода нефти на высвобождение сэвилена (составлено автором)

Экс. №	Соотношение массы модифицированного и инертного проппанта	Расход, см ³ /мин	Температура, °С	Кол-во прокаченных поровых объемов, шт.
1	100/0	2,1	42	500
2		4,2		
3		8,4		
4		12,6		

Результаты исследования эффективной вязкости проб нефти, отобранных в процессе фильтрации при разном расходе нефти представлены на рисунке 3.4 и рисунках 3.6-3.8.

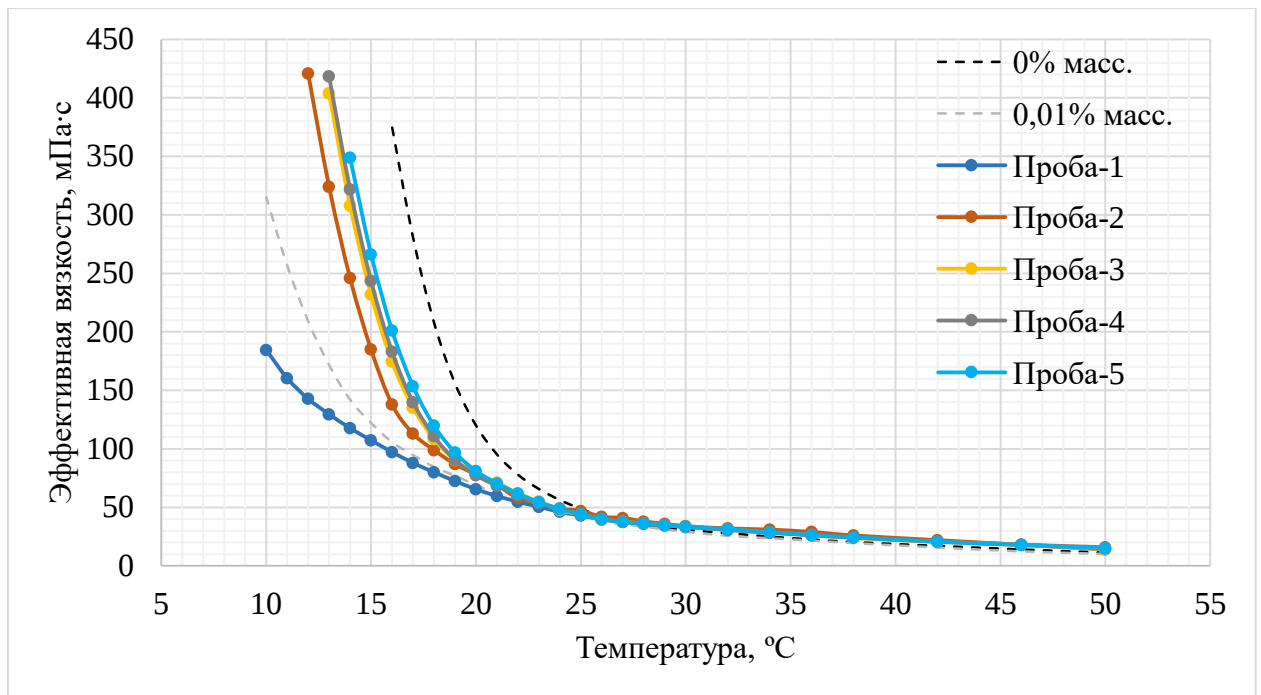


Рисунок 3.6 – Эффективная вязкость проб нефти эксперимента при расходе нефти 4,2 см³/мин, скорость сдвига 100 с⁻¹ (составлено автором)

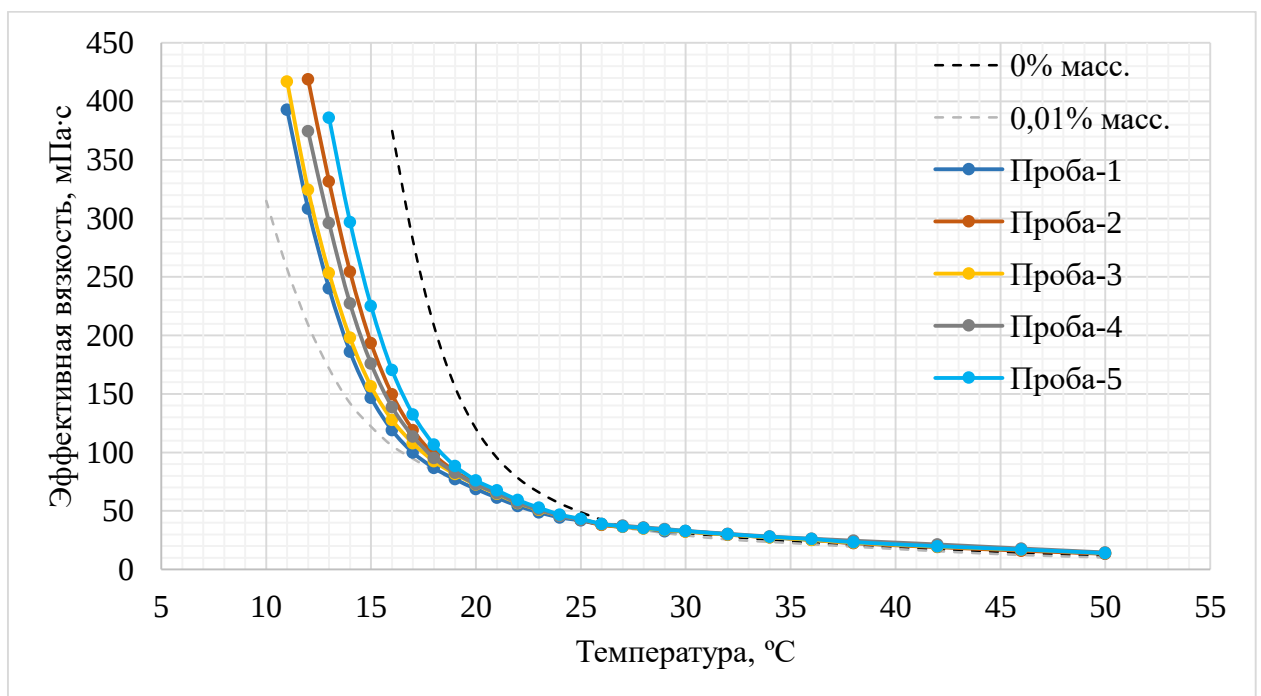


Рисунок 3.7 – Эффективная вязкость проб нефти эксперимента при расходе нефти 8,4 см³/мин, скорость сдвига 100 с⁻¹ (составлено автором)

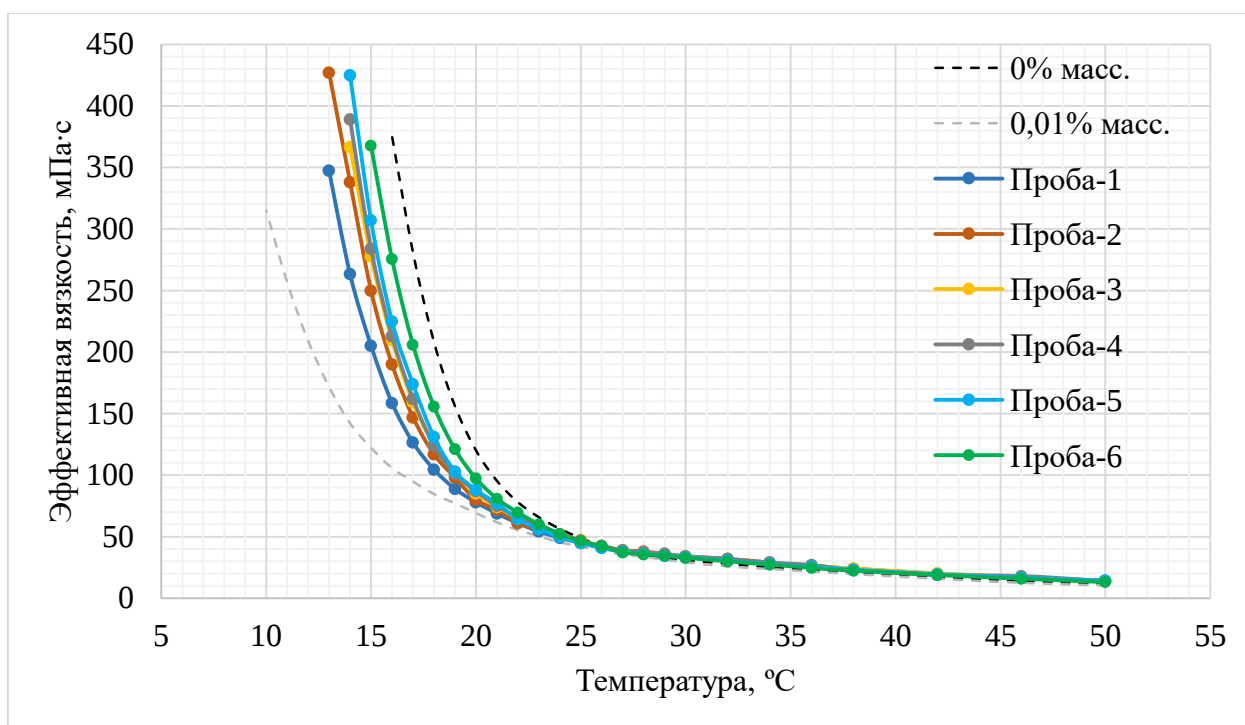


Рисунок 3.8 – Эффективная вязкость проб нефти эксперимента при расходе нефти 12,6 см³/мин, скорость сдвига 100 с⁻¹ (составлено автором)

На основании эталонной кривой (рисунок 2.15) был построен график зависимости концентрации сэвилена на выходе из загрузочной колонки от количества прокаченных поровых объемов, представленный на рисунке 3.9.

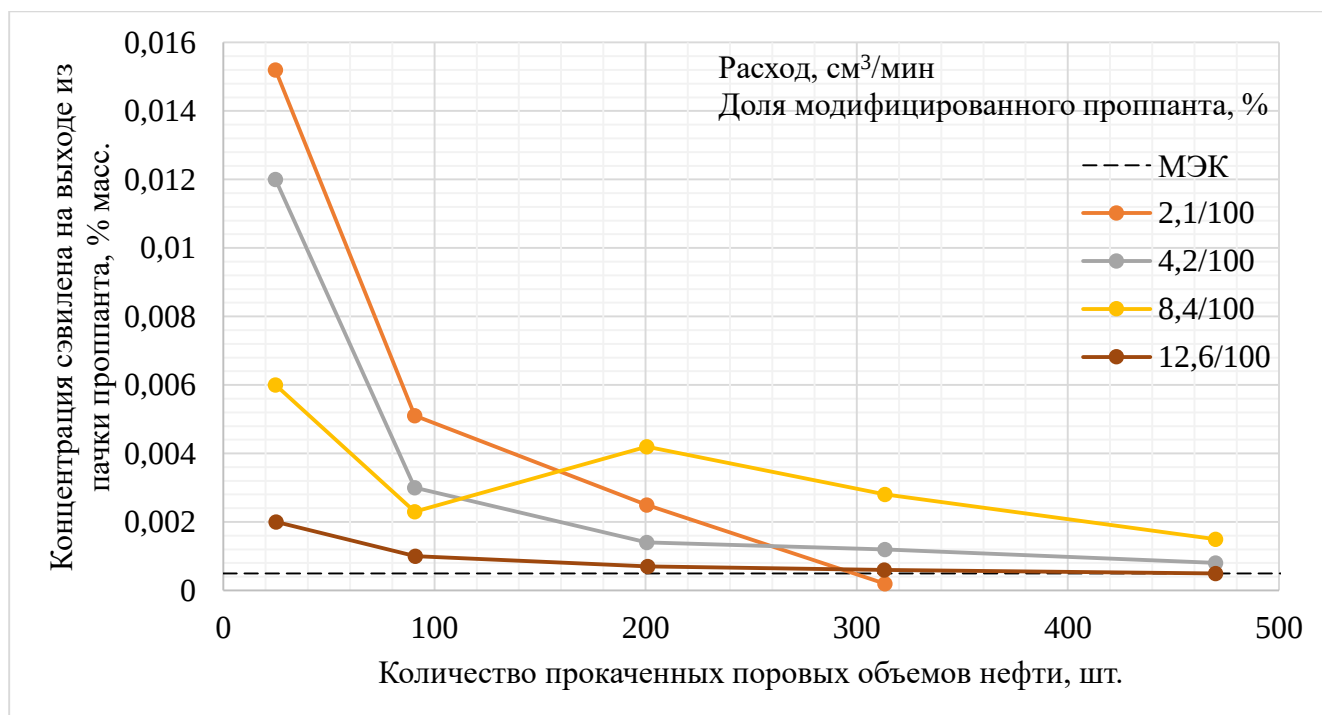


Рисунок 3.9 – Профиль высвобождения сэвилена при разном расходе нефти (составлено автором)

Продолжительность эффективного ингибирования необходимо оценивать относительно объемов добытой продукции, содержащей ингибирующее вещество в достаточном количестве, а не с учетом временного периода.

Исходя из полученных результатов, при изменении расхода нефти – с 2,1 см³/мин до 4,2 см³/мин наблюдается увеличение продолжительности эффективного ингибирования. Во втором случае содержание сэвилена в пробе даже после фильтрации 470 поровых объемов модельной пачки проппанта превышает МЭК. При этом из графиков видно, что для обоих случаев характерны высокая первоначальная концентрация сэвилена и ее резкое снижение к моменту прокачки 90 поровых объемов. Однако последующая динамика снижения концентрации сэвилена различается: при расходе нефти 4,2 см³/мин график выполаживается, а в случае 2,1 см³/мин продолжается относительно резкое снижение. В случае фильтрации нефти с расходом 8,4 см³/мин высокая первоначальная концентрация сэвилена, в сравнении с динамикой высвобождения при 2,1 см³/мин и 4,2 см³/мин не наблюдается. В случае расхода нефти 8,4 см³/мин наблюдается более равномерное высвобождение первоначальной массы сэвилена в прокаченный объем нефти частично за счет уменьшения времени контакта удельной массы нефти с насыщенными частицами. Под удельной массой нефти в данном случае подразумевается масса нефти некоторого единичного объема, движущегося вдоль линий тока фильтрации. При этом концентрация сэвилена в пробе нефти после фильтрации 470 поровых объемов превышает значения в случае расхода нефти 4,2 см³/мин. При фильтрации нефти с расходом 12,6 см³/мин концентрация сэвилена в первой пробе нефти низкая относительно значений, полученных при меньших расходах, а также достигает минимального эффективного значения уже после фильтрации 470 поровых объемов.

В связи с этим был проведен фильтрационный эксперимент с меняющимся расходом – 200 поровых объемов проппантной пачки были прокачены с расходом 12,6 см³/мин, а последующие 115 поровых объемов с расходом нефти 4,2 см³/мин.

Результаты исследования эффективной вязкости проб нефти, отобранных в процессе фильтрации при переменном расходе представлены на рисунке 3.10.

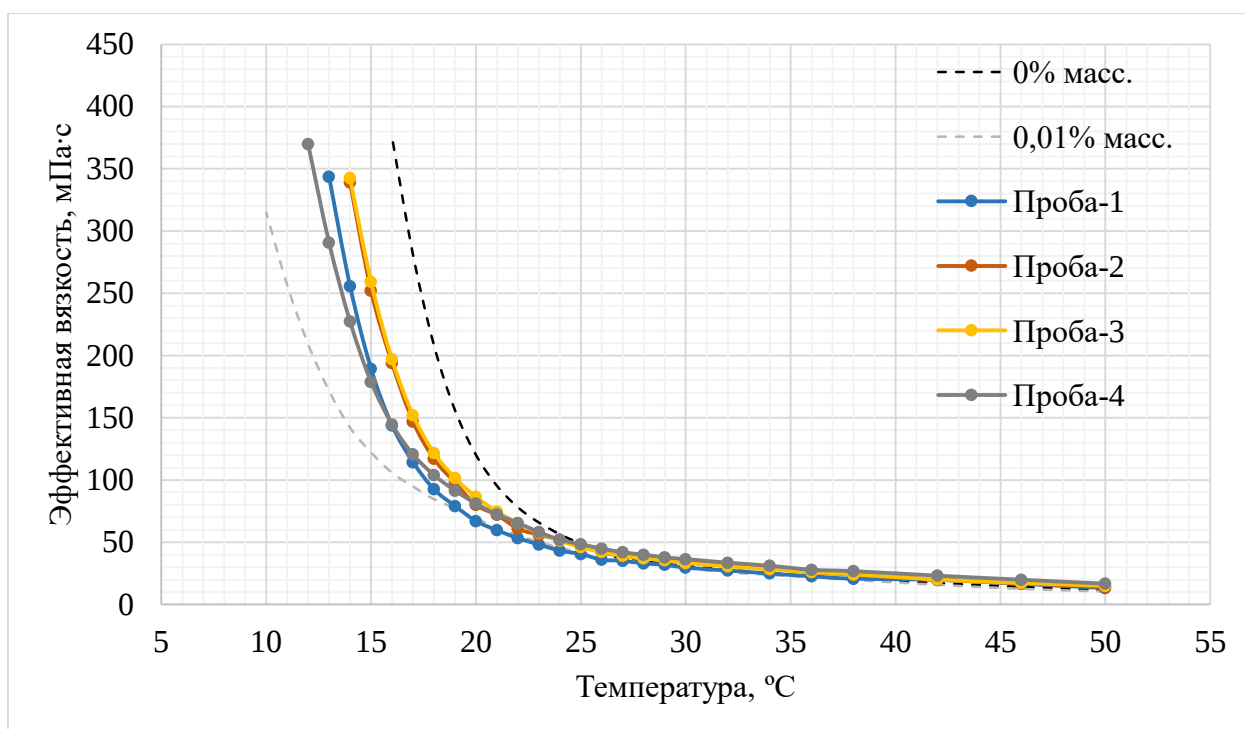


Рисунок 3.10 – Эффективная вязкость проб нефти эксперимента при переменном расходе нефти, скорость сдвига 100 с^{-1} (составлено автором)

На основании эталонной кривой (рисунок 2.15) был построен график зависимости концентрации сэвилена на выходе из загрузочной колонки от количества прокаченных поровых объемов, представленный на рисунке 3.11.

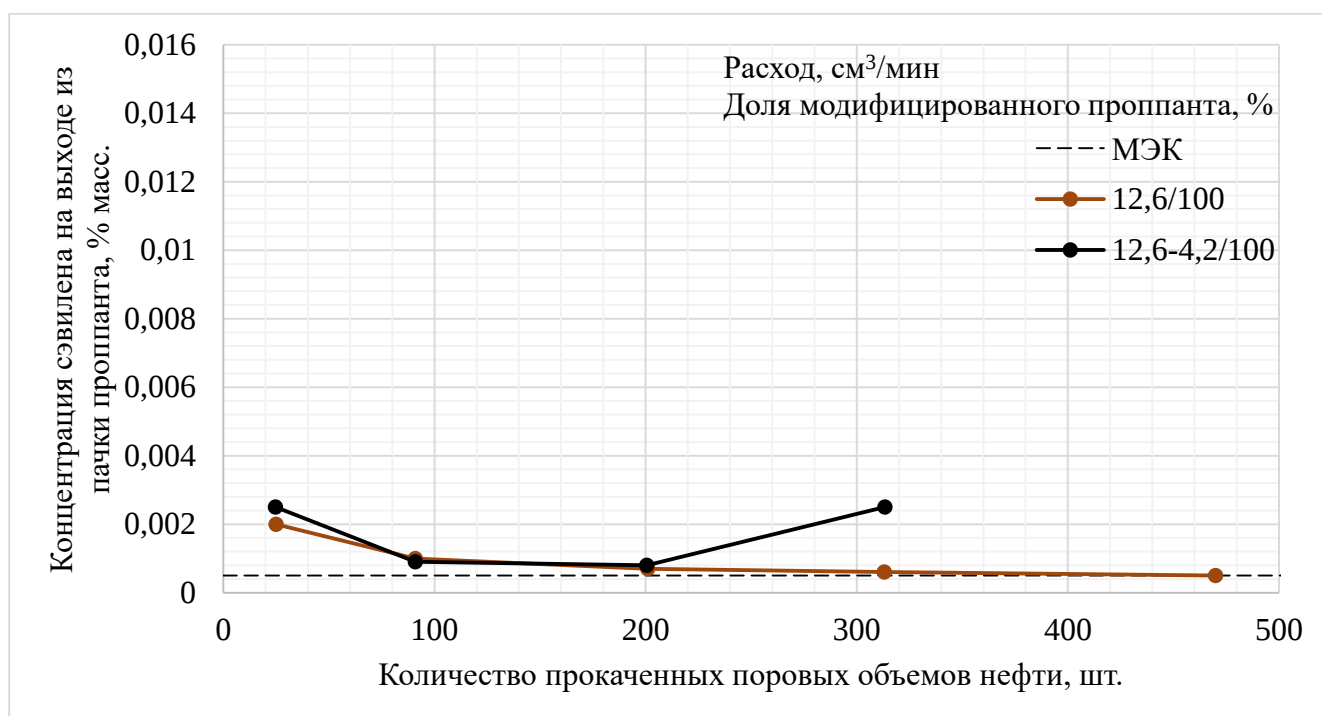


Рисунок 3.11 – Профиль высвобождения сэвилена при переменном расходе нефти (составлено автором)

Полученные результаты показывают, что применимость способа прироста объема проингибированной продукции за счет увеличения расхода ограничивается возможным низким эффектом ингибирования в связи с малым количеством ингибитора, приходящегося на удельный объем нефти.

Технология подразумевает возможность варьировать массовое соотношение инертного и модифицированного проппанта в пачке. Регулирование содержания частиц, насыщенных твердофазным сэвиленом, в совокупности с теорией распределения проппанта по объему трещины позволяет предотвратить избыточную концентрацию ингибитора в нефти и способствует рациональному ингибированию.

С целью оценки влияния содержания модифицированного проппанта на период эффективного ингибирования была выполнена серия фильтрационных экспериментов, условия проведения которых представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Условия фильтрационных экспериментов по оценке влияния доли модифицированного проппанта (составлено автором)

Экс. №	Соотношение массы пропитанного и инертного проппанта	Расход, см ³ /мин	Температура, °С	Кол-во прокаченных поровых объемов, шт.
1	100/0	8,4	42	500
2	50/50			
3	25/75			

Результаты исследования эффективной вязкости проб нефти, отобранных в процессе фильтрации при разных долях модифицированного проппанта представлены на рисунке 3.7 и рисунках 3.12-3.13.

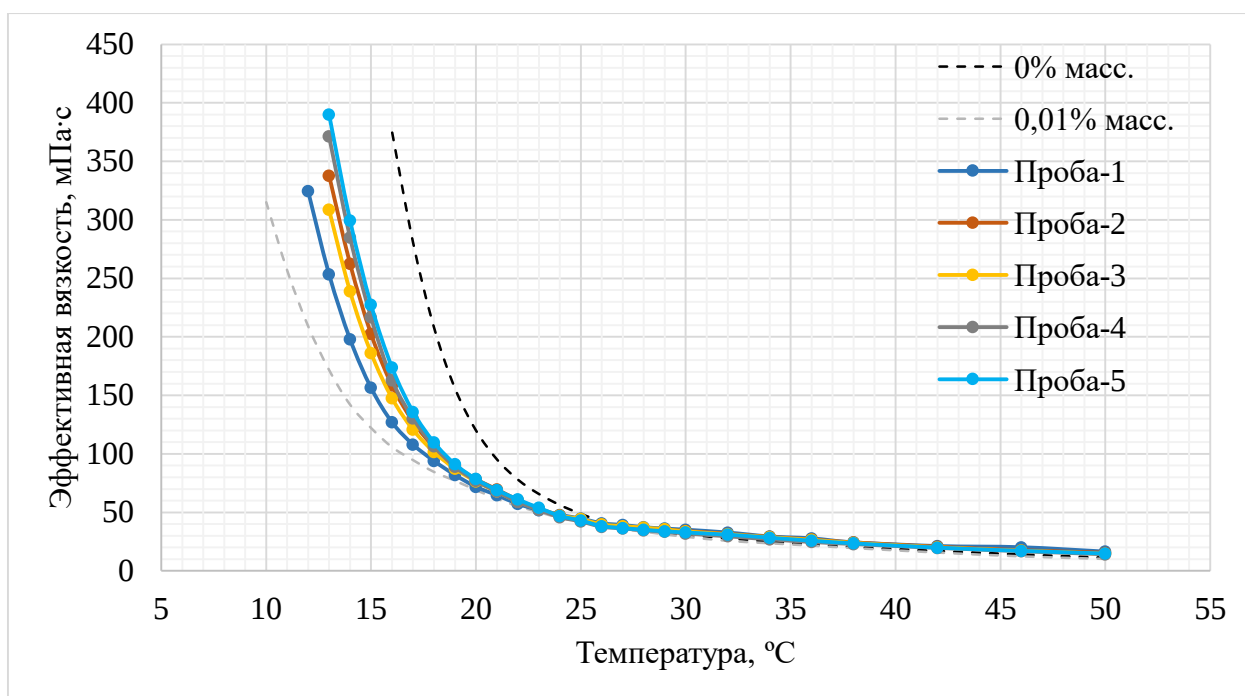


Рисунок 3.12 – Эффективная вязкость проб нефти эксперимента при соотношении частиц 50/50, скорость сдвига 100 с^{-1} (составлено автором)

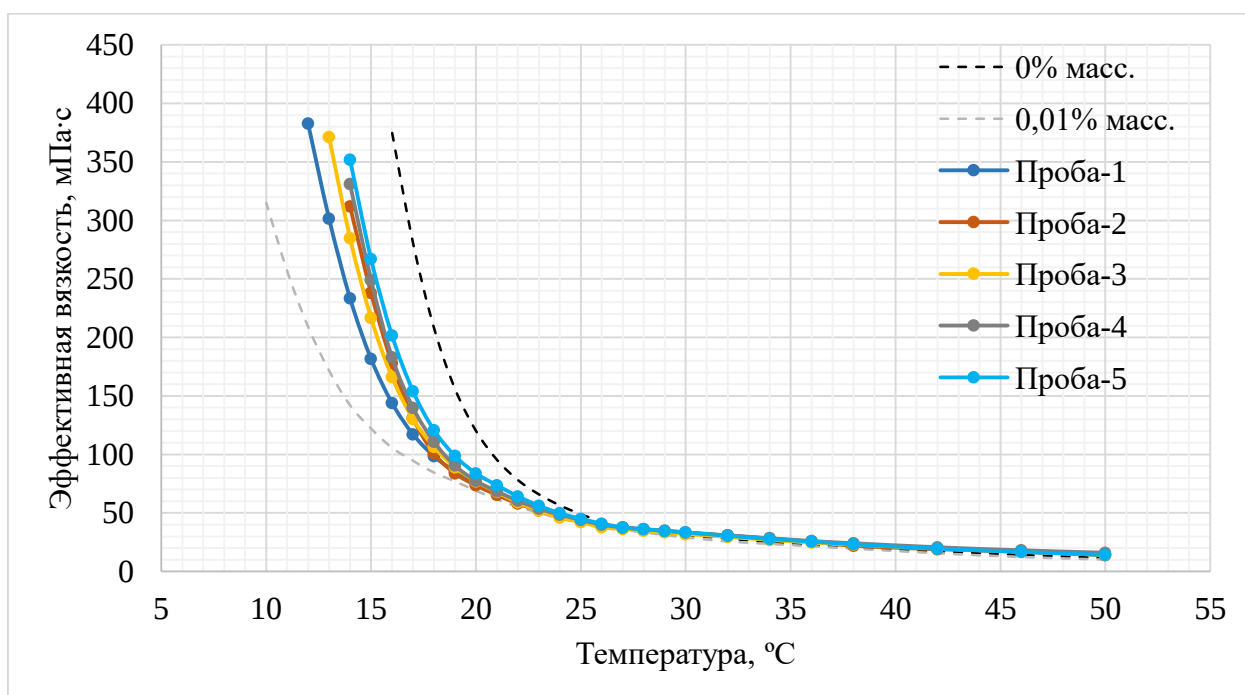


Рисунок 3.13 – Эффективная вязкость проб нефти эксперимента при соотношении частиц 25/75, скорость сдвига 100 с^{-1} (составлено автором)

На основании эталонной кривой (рисунок 2.15) был построен график зависимости концентрации сэвилена на выходе из загрузочной колонки от количества прокаченных поровых объемов, представленный на рисунке 3.14.

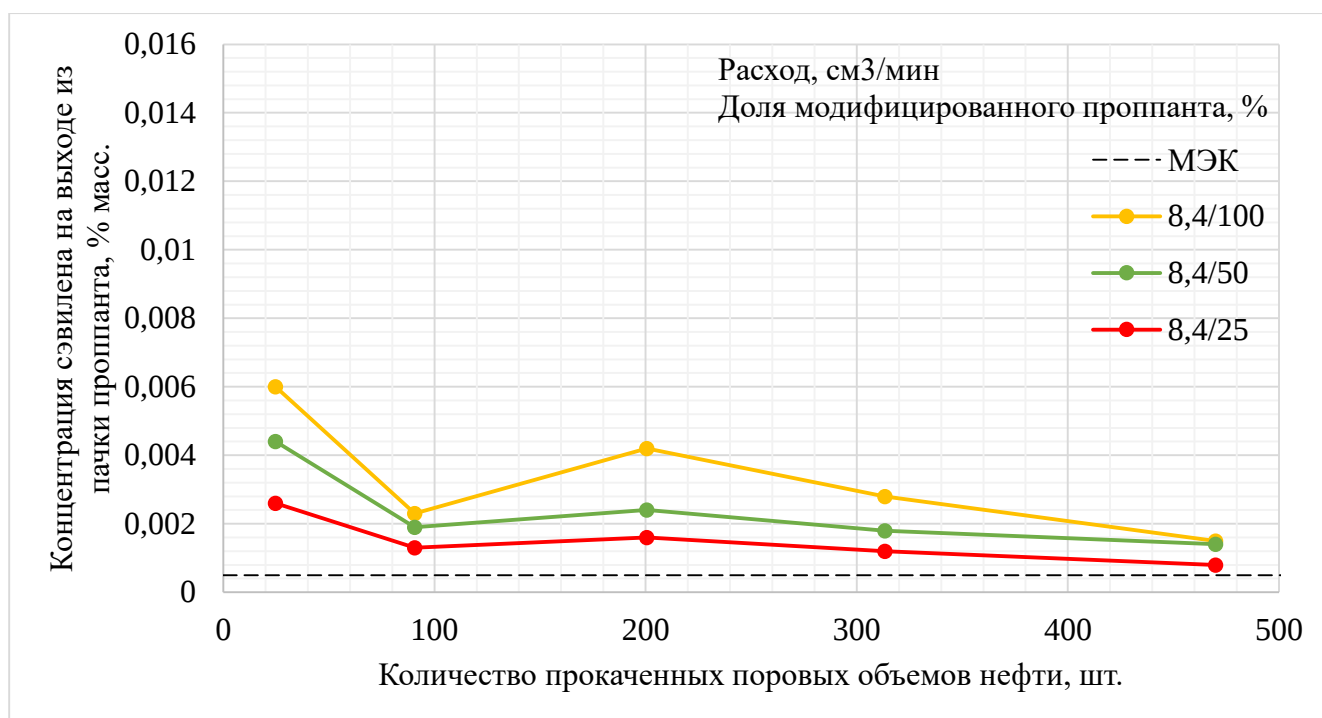


Рисунок 3.14 – Профиль высвобождения сэйвилена при разном соотношении частиц 100/0, 50/50 и 25/75 (составлено автором)

Согласно полученным результатам, снижение доли насыщенных ингибитором частиц в пачке проппанта приводит к снижению количества высвободившегося ингибитора. Уменьшение доли частиц, содержащих твердофазный сополимер, в 2 и 4 раза приводит к снижению текущей массы высвободившегося реагента в среднем в 1,39 и 2,18 раз соответственно. Помимо результатов фильтрационных экспериментов, на выбор оптимального соотношения количества модифицированного и инертного проппанта также влияет прочностные характеристики частиц.

Таким образом, результаты лабораторных исследований показали, что применение модифицированного проппанта обеспечивает эффект ингибирования при прокачке более 470 поровых объемов.

Варьирование общей массы ингибирующего вещества в пачке проппанта путем изменения количества и степени насыщения частиц модифицированного проппанта с учетом расхода нефти позволяет добиться равномерного и продолжительного высвобождения ингибитора.

С целью оценки влияния доли пластовой воды в водонефтяном потоке, омывающем модифицированный проппант, был выполнен фильтрационный

эксперимент, условия проведения которого представлены в таблице 3.4. Методика проведения эксперимента была аналогична предыдущим исследованиям, но с моделированием двухфазного потока – исследуемая нефть и модель пластовой воды.

Таблица 3.4 – Условия фильтрационного эксперимента по оценке влияния доли воды в потоке (составлено автором)

Экс. №	Соотношение массы пропитанного и инертного проппанта	Расход, см ³ /мин			Температура, °С	Кол-во прокаченных поровых объемов, шт.
		Н	В	Σ		
1	100/0	4,2	4,2	8,4	42	500
* Н – нефть; В – модель пластовой воды; Σ – суммарный.						

Результаты исследования вязкости проб нефти, отобранных в процессе фильтрации водонефтяной эмульсии, показали более высокие значения при температурах выше температуры насыщения нефти парафином. Это связано с наличием в отобранных пробах модельной пластовой воды по причине невозможности полного разрушения водонефтяной эмульсии и разделения фаз. В связи с этим концентрация сэвилена в отобранных пробах определялась путем измерения температуры застывания и сопоставления с результатами исследования влияния сэвилена на температуру застывания нефти.

График зависимости концентрации сэвилена на выходе из загрузочной колонки при двухфазном потоке представлена на рисунке 3.15.

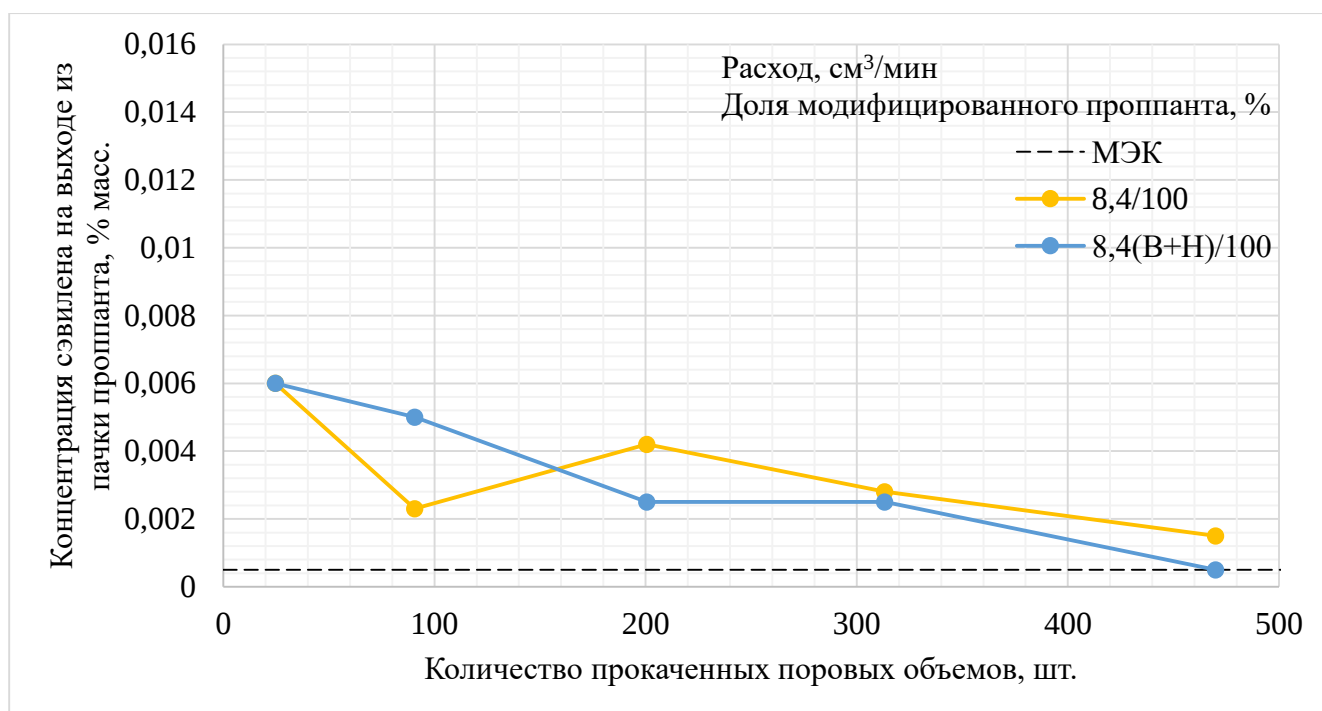


Рисунок 3.15 – Профиль высвобождения сэйилена при омывании частиц двухфазным потоком (составлено автором)

Согласно полученным результатам, присутствие пластовой воды в водонефтяном потоке приводит к снижению продолжительности эффективного действия ингибитора.

3.2 Анализ экспериментальных данных и теоретическое описание процесса высвобождения

Методика насыщения проппанта, описанная в разделе 2.4, подразумевает получение пористых частиц, содержащих твердый сэйилен в пустотах и в виде поверхностного слоя. Допуская, что форма пористой частицы – сферическая, структура частицы изотропна, сэйилен равномерно распределен по внутреннему объему частицы и заполняет открытые поры полностью, а внешний слой сэйилена равномерен по толщине. Процесс высвобождения сэйилена из одиночной частицы, схематично представленный на рисунке 3.16, включает в себя две стадии:

1. Растворение внешнего слоя сэйилена.
2. Экстрагирование в системе «сэйилен – нефть».

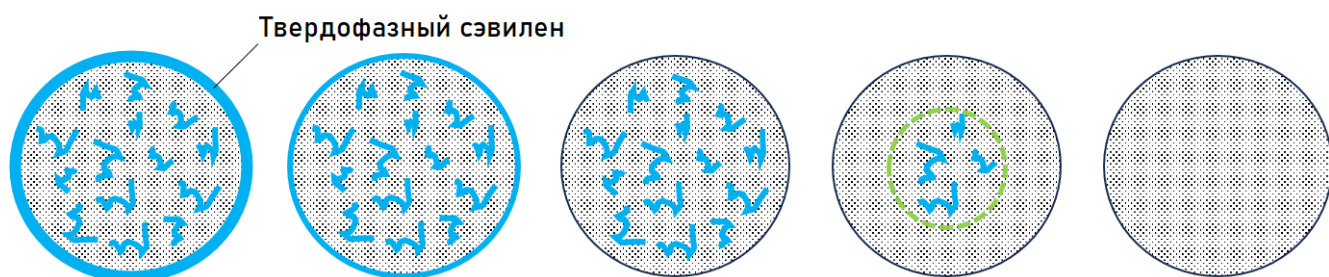


Рисунок 3.16 – Изменение профиля содержания твердого свилена по мере протекания процесса высвобождения схематично (составлено автором)

Поскольку свилен является высокомолекулярным веществом, его растворение может сопровождаться стадией набухания в связи с односторонней диффузией молекул нефти в пространственную структуру полимера. Исходя из этого, растворение твердого свилена лимитируется дополнительным сопротивлением в виду сложных межмолекулярных взаимодействий твердой фазы и растворителя.

Процесс экстрагирования в системе «твердый свилен – нефть» включает следующие стадии: внешняя диффузия нефти из ядра потока к внешней поверхности пористой частицы; внутренняя диффузия нефти к поверхности растворения твердого свилена в порах частицы; растворение твердого свилена; внутренняя диффузия растворенного свилена в порах к внешней поверхности частицы; внешняя диффузия растворенного свилена от внешней поверхности частицы и его распределение в основном потоке нефти.

Кинетика высвобождения свилена из одиночной сферической частицы отличается от кинетики высвобождения из насыщенных частиц, расположенных в загрузочной колонке, в ходе физического моделирования процесса ингибирования. В данном случае растворение и экстрагирование происходят в неподвижном слое частиц нефтью, фильтрующей через него, и протекают в четыре последовательные стадии: растворение до момента полного растворения наружной части свилена из первого подслоя; одновременное растворение и экстрагирование свилена; экстрагирование свилена по всему объему слоя; экстрагирование после момента полного высвобождения свилена из первого подслоя. Однако, исходя из неравномерности распределения свилена по поверхности частиц

модифицированного проппанта, высвобождение включает в себя: одновременное извлечение твердого сэвилена, дисперсно распределенного в слое, и извлечения твердого сэвилена из пористой частицы (рисунок 3.17).

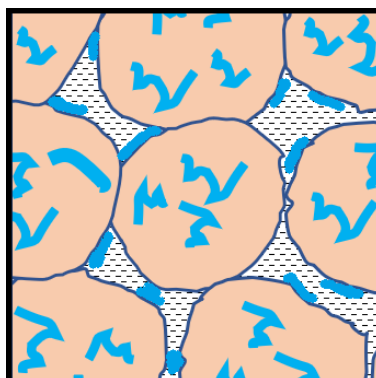


Рисунок 3.17 – Структурное образование сэвилена в слое частиц
(составлено автором)

В химической технологии получены решения задач массообмена в неподвижном слое при растворении и экстрагировании отдельно. Однако решение математической задачи полного массообмена в рассматриваемом случае, учитывающее механизм переноса вещества в поровом пространстве, условия на границе раздела фаз, особенности растворения высокомолекулярных веществ и гидродинамические условия потока, затруднительно.

В связи с этим в общем виде процесс высвобождения сэвилена можно описать в упрощенном виде следующим уравнением (3.1):

$$\frac{dM}{d\tau} = K_{\text{выс}} \cdot F_{\text{ч}} \cdot (c^* - c_{\text{ж}}) \quad (3.1)$$

где M – масса растворенного твердого сэвилена, кг;

τ – время, с;

$F_{\text{ч}}$ – площадь поверхности насыщенных частиц, м²;

c^* – концентрация насыщения, соответствующая концентрации сэвилена на поверхности раздела фаз, д. ед.;

$c_{\text{ж}}$ – концентрация растворенного сэвилена в основном потоке нефти, д. ед.;

$K_{\text{выс}}$ – коэффициент высвобождения сэвилена, кг/(м²·с).

В формуле (3.1) площадь поверхности растворения заменена на площадь поверхности насыщенных частиц по причине того, что в процессе высвобождения

сэвилена нет возможности разграничить этап растворения внешнего слоя и этап экстрагирования, которым соответствуют различные площади раздела фаз. Таким образом, в настоящей работе применяется коэффициент высвобождения, который показывает, какая масса сэвилена переходит от насыщенных частиц через единицу площади поверхности этих частиц в единицу времени при движущей силе процесса, равной единице.

Коэффициент высвобождения зависит от гидродинамических условий, плотности и вязкости среды, которые, в свою очередь, зависят от концентрации сэвилена в потоке, истинной площади поверхности растворения и общего коэффициента молекулярной диффузии, зависящих от остаточного содержания твердого сэвилена в частице. Ввиду того, что невозможно учесть влияние данных факторов в определенный момент времени в произвольной точке потока, при анализе экспериментальных данных рассматривается общая тенденция изменения коэффициента высвобождения.

На рисунке 3.18 представлено изменение коэффициента высвобождения с увеличением прокаченного объема нефти при рассматриваемых расходах.



Рисунок 3.18 – Зависимость коэффициента высвобождения сэвилена от прокаченного объема нефти через модельную пачку при различном расходе (составлено автором)

Полученные данные показывают снижение значения коэффициента высвобождения по мере прокачивания нефти для всех рассматриваемых расходов, что обусловлено уменьшением площади поверхности растворения сэвилена и увеличением стадии внутренней диффузии растворенного сэвилена. В свою очередь, более высокая интенсивность высвобождения сэвилена при больших расходах может быть связана с влиянием гидродинамических условий на внешний диффузионный слой и, соответственно, с уменьшением лимитирующей стадии отвода растворенного сэвилена от поверхности частиц.

Влияние концентрации сэвилена в потоке нефти на интенсивность высвобождения подтверждается результатами фильтрационных экспериментов при различном соотношении инертных и насыщенных частиц. Допуская, что распределение насыщенных частиц в загрузочной колонке не влияет на интенсивность высвобождения сэвилена, можно разделить загрузочную колонку на два равных участка и определить массу высвободившегося сэвилена на каждом из них. На рисунке 3.19 представлен график снижения массы высвободившегося сэвилена на каждом из двух участков загрузочной колонки вдоль ее длины.

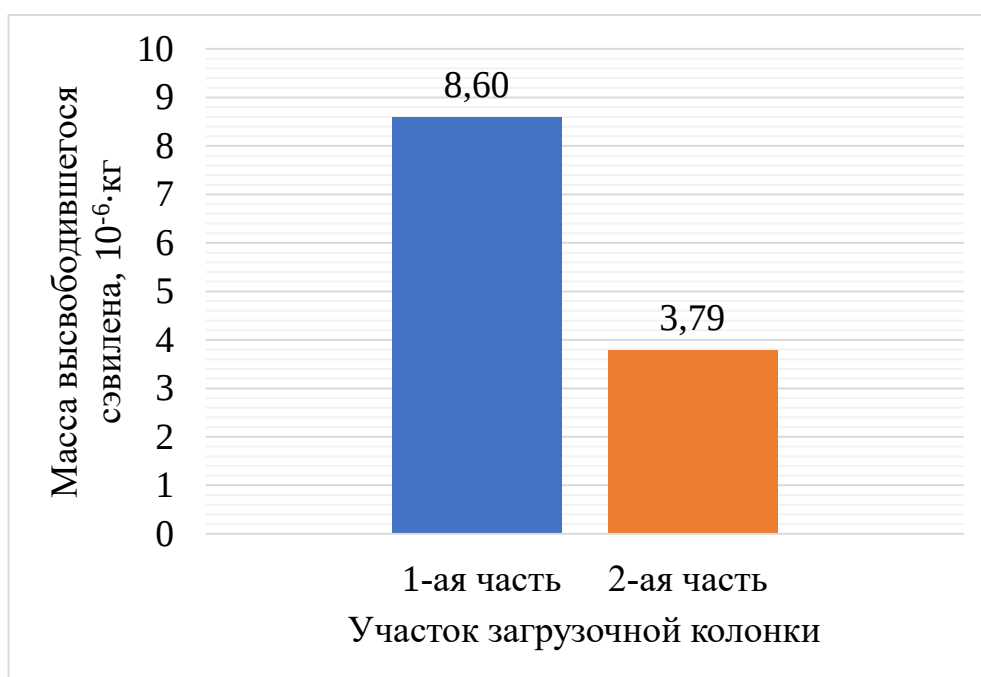


Рисунок 3.19 – Зависимость удельной массы высвободившегося сэвилена вдоль загрузочной колонки (составлено автором)

Полученные данные показывают снижение удельной массы высвободившегося сэвилена, что связано с уменьшением движущей силы и увеличением вязкости нефти вблизи поверхности частиц вдоль длины загрузочной колонки. При этом, согласно тренду снижения, дальнейшее омывание последующих частиц нефтью не привело бы к существенному высвобождению сэвилена в связи с большой концентрацией сэвилена в потоке. Таким образом, фильтрационные эксперименты позволяют оценить влияние скорости фильтрации нефти на интенсивность высвобождения сэвилена, а также определить критическое значение концентрации сэвилена в потоке, при котором высвобождение прекращается.

В случае реальной трещины ГРП моделирование процессов высвобождения и ингибирования усложняется за счет неравномерного притока пластовых флюидов к трещине, наличия двухфазного потока и зон загрязнения трещины, что, в свою очередь, требует дополнительных экспериментальных исследований и значительных затрат вычислительных ресурсов. В связи с этим с целью оценки периода эффективного ингибирования при эксплуатации реальной скважины с гидравлическим разрывом пласта необходимо проведение опытно-промысловых испытаний. Другим способом является сопоставление результатов лабораторных исследований оценки эффективности разработанной технологии и схожих технологий предотвращения образования АСПО, опыт промыслового применения которых известен. Сопоставление результатов лабораторных исследований, а именно количества поровых объемов модельной матрицы проппанта, прокаченных до момента снижения концентрации ингибитора ниже эффективного значения, позволяет предположить следующее: при применении разработанной технологии период поддержания концентрации ингибитора выше МЭК может составить более одного года. В дальнейшем планируется провести оценку затрат на реализацию предлагаемого способа и реализовать разработанную технологию на реальной нефтяной скважине с целью оценки периода эффективного ингибирования.

3.3 Выводы по Главе 3

1. Механизм высвобождения твердого сополимера этилена и винилацетата из пористой структуры частицы проппанта заключается в одновременном растворении поверхностного слоя сополимера и экстрагировании в системе «твердый сополимер этилена и винилацетата – нефть».

2. Исследование процесса высвобождения твердофазного сополимера этилена и винилацетата из модифицированного проппанта позволило установить продолжительность высвобождения сополимера с учетом скорости фильтрации нефти, доли модифицированного проппанта в пачке проппанта и присутствия пластовой воды в водонефтяном потоке.

3. Разработана технология предотвращения образования АСПО при эксплуатации нефтяных скважинах с гидравлическим разрывом пласта, основанная на подаче в трещину ГРП модифицированного проппанта, содержащего твердофазный ингибитор формирования АСПО.

ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

4.1 Обоснование применения разработанной технологии

Разработанная технология предотвращения формирования АСПО за счет подачи ингибирующего вещества в трещину ГРП рекомендуется к применению для добывающих скважин, подверженных образованию органических отложений на скважинном оборудовании и являющихся скважинами-кандидатами для проведения гидравлического разрыва пласта.

Теоретическое обоснование технологии представлено в Главе 2. Результаты исследований, представленные в Главе 3, показали, что пористые пропантоподобные частицы, содержащие в пустотах твердофазный сополимер этилена и винилацетата с массовой долей винилацетата 26...30 %, могут высвобождать его в поток нефти при их омывании, что приводит к снижению температуры застывания нефти, ее вязкости при температурах ниже точки насыщения нефти парафином и интенсивности образования отложений.

Гидравлический разрыв пласта проводится с индивидуальным подходом к каждой скважине, ввиду чего существуют разновидности ГРП и большое разнообразие дополнительных действий в процессе проведения мероприятия. Дополнительное использование подогретых жидкостей ГРП при подаче твердофазного ингибитора в трещину позволяет предотвратить снижение температуры в процессе выполнения ГРП, тем самым предупредить формирование АСПО.

Применение нагретых жидкостей при проведении ГРП совместно с добавлением в пачку пропанта твердых пористых частиц, содержащих в пустотах сэвилен в твердом виде, ограничивается его температурными характеристиками. Температурные условия нагнетания жидкостей ГРП и геологической среды должны обеспечивать нахождение ингибирующего вещества в порах частиц в твердом виде, а именно температура потока не должна превышать температуру плавления сэвилена (75 °С для марки 11808-340). В связи с этим рассмотрено

изменение температуры жидкости-песконосителя в скважине от устья до забоя при проведении ГРП.

Распределение температуры в стволе скважины при нагнетании теплоносителя описывается формулой А.Ю. Намиота (4.1) [11]:

$$T(z) = \theta_0 + \frac{\Gamma}{\beta} (\beta \cdot z - 1) + \left(T_y - \theta_0 + \frac{\Gamma}{\beta} \right) \exp(-\beta \cdot z), \quad (4.1)$$

где z – расстояние (по вертикали) от забоя до рассматриваемого элементарного участка скважины, м;

θ_0 – температура нейтрального слоя, °С;

Γ – геотермический градиент, °С;

T_y – температура нагнетаемого теплоносителя на устье, °С;

β – расчетный коэффициент. Определяется по формуле (4.2):

$$\beta = \frac{\pi \cdot K}{q \cdot C_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}}}, \quad (4.2)$$

где K – коэффициент теплопередачи, Вт/(м·°С);

q – расход нагнетаемого теплоносителя, м³/с;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность теплоносителя, кг/м³;

$C_{\text{ж}}$ – теплоемкость теплоносителя, Дж/(кг·°С).

В случае закачки в продуктивный пласт жидкостей ГРП по НКТ с установленным пакером при условии, что межтрубное пространство будет заполнено технологической жидкостью для контроля затрубного пространства (рисунок 4.1), общий коэффициент теплопередачи определяется исходя из схемы, представленной на рисунке 4.2. Соответственно, термическое сопротивление состоит из сопротивления тела НКТ, заполняющей затрубное пространство среды, тела трубы эксплуатационной колонны, цементного камня и горной породы.

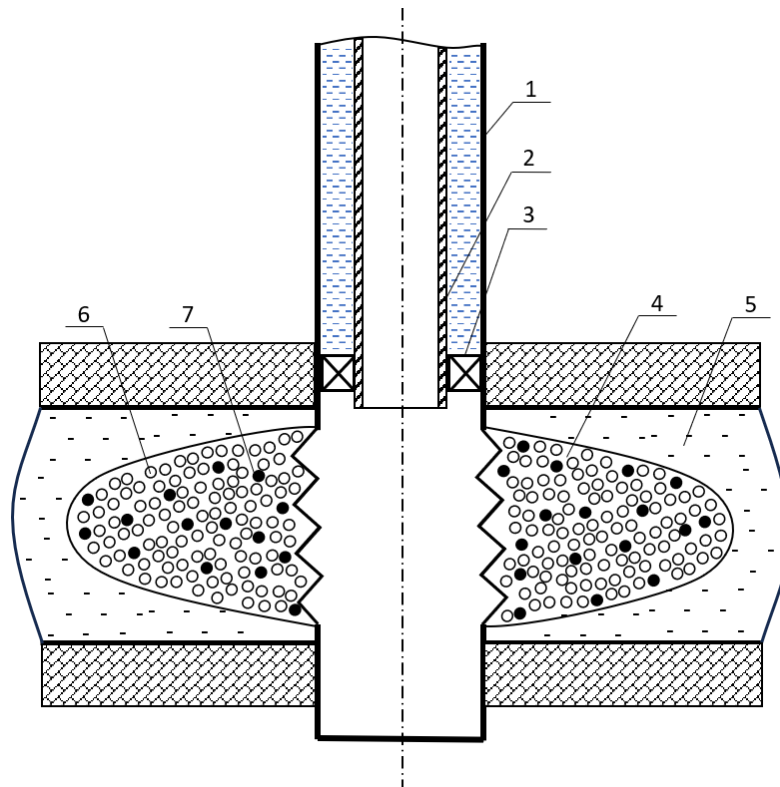


Рисунок 4.1 – Проведение гидравлического разрыва пласта схематично, где: 1 – эксплуатационная колонна; 2 – колонна НКТ; 3 – пакер; 4 – трещина; 5 – продуктивный пласт; 6 – инертный проппант; 7 – модифицированный проппант (составлено автором)

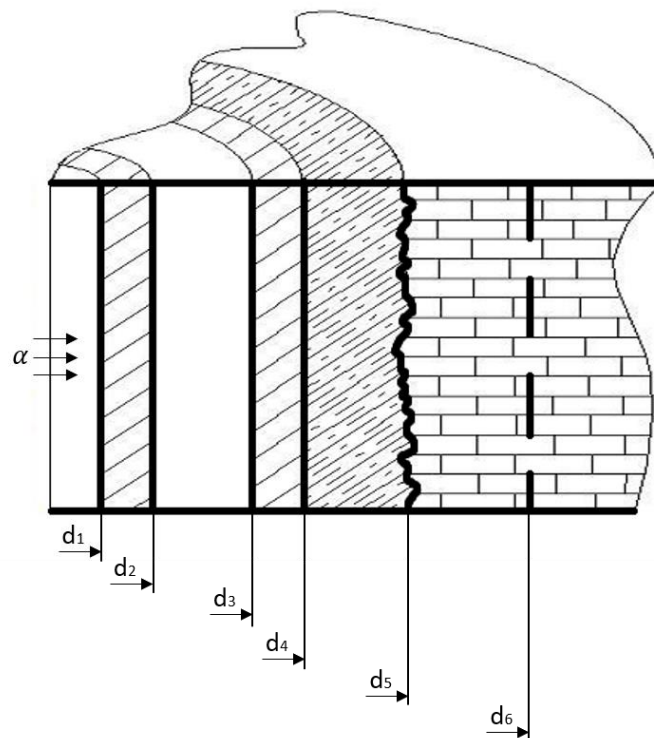


Рисунок 4.2 – Теплопередача от жидкости ГРП стенке скважины [19]

Допуская, что коэффициент теплопроводности цемента и горной породы равны, а указанный на схеме (рисунок 4.2) диаметр d_6 , соответствует условному радиусу теплового влияния, общий коэффициент теплопередачи рассчитывается по формуле (4.3):

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{\text{ж}} \cdot d_1} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{\text{НКТ}}} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{\text{зат}}} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{\text{эк}}} \cdot \ln \frac{d_4}{d_3} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{\text{пор}}} \cdot \ln \frac{d_6}{d_4}}, \quad (4.3)$$

где $\lambda_{\text{НКТ}}$ – коэффициент теплопроводности материала НКТ, Вт/(м·°C);

$\lambda_{\text{зат}}$ – коэффициент теплопроводности технологической жидкости в затрубном пространстве, Вт/(м·°C);

$\lambda_{\text{эк}}$ – коэффициент теплопроводности материала эксплуатационной колонны, Вт/(м·°C);

$\lambda_{\text{пор}}$ – коэффициент теплопроводности окружающих скважину пород, Вт/(м·°C);

d_1 – внутренний диаметр НКТ, м;

d_2 – внешний диаметр НКТ, м;

d_3 – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

d_4 – внешний диаметр эксплуатационной колонны, м;

d_6 – диаметр, соответствующий условному радиусу теплового влияния, м;

$\alpha_{\text{ж}}$ – коэффициент теплоотдачи от жидкости ГРП внутренней стенке НКТ, Вт/(м²·°C). Определяется по формулам (4.4-4.5) [19]:

$$\alpha_{\text{ж}} = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot \frac{\lambda_{\text{НКТ}}}{d_1} \text{ (для турбулентного потока),} \quad (4.4)$$

$$\alpha_{\text{ж}} = 4 \cdot \frac{\lambda_{\text{НКТ}}}{d_1} \text{ (для ламинарного потока),} \quad (4.5)$$

где Re – число Рейнольдса;

Pr – число Прандтля.

Число Рейнольдса рассчитывается по формуле (4.6):

$$Re = \frac{4 \cdot q \cdot \rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}} \cdot \pi \cdot d_1}, \quad (4.6)$$

где $\mu_{\text{ж}}$ – коэффициент динамической вязкости жидкости ГРП, Па·с.

Число Прандтля рассчитывается по формуле (4.7):

$$Pr = \frac{C_{\text{ж}} \cdot \mu_{\text{ж}}}{\lambda_{\text{НКТ}}}. \quad (4.7)$$

Условный радиус теплового влияния рассчитывается по формуле (4.8):

$$r(t) = 2 \cdot \sqrt{\chi_{\text{пор}} \cdot t}, \quad (4.8)$$

где t – время, с;

$\chi_{\text{пор}}$ – температуропроводность окружающих скважину пород, $\text{м}^2/\text{с}$.

Пример расчета температуры жидкости ГРП на забое скважины и исходные данные для расчета (таблица 4.1) представлены ниже.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета температуры жидкости на забое (составлено автором)

Параметр	Ед. изм.	Значение
Температура нейтрального слоя	°С	7
Геотермический градиент	°С	0,01
Температура нагнетаемого теплоносителя на устье	°С	72
Расход нагнетаемого теплоносителя	$\text{м}^3/\text{с}$	0,015
Глубина скважины	м	2300
Теплоемкость теплоносителя	$\text{Дж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{С})$	4200
Коэффициент теплопроводности материала НКТ	$\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{С})$	50
Коэффициент теплопроводности технологической жидкости в затрубном пространстве	$\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{С})$	0,6
Коэффициент теплопроводности материала эксплуатационной колонны	$\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{С})$	50
Коэффициент теплопроводности окружающих скважину пород	$\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{С})$	2,3
Внутренний диаметр НКТ	м	0,076
Внешний диаметр НКТ	м	0,089
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны	м	0,152
Внешний диаметр эксплуатационной колонны	м	0,168
Плотность жидкости ГРП	$\text{кг}/\text{м}^3$	1170

Продолжение таблицы 4.1

Коэффициент динамической вязкости жидкости ГРП	Па·с	0,35
Время	с	3600
Температуропроводность окружающих скважину пород	м ² /с	8,5·10 ⁻⁷

Расчетные данные:

$$r(t) = 2 \cdot \sqrt{8,5 \cdot 10^{-7} \cdot 3600} = 0,11 \text{ м};$$

$$d_6 = 2 \cdot 0,11 = 0,22 \text{ м};$$

$$Re = \frac{4 \cdot 0,015 \cdot 1170}{0,35 \cdot 3,14 \cdot 0,076} = 840;$$

$$Pr = \frac{4200 \cdot 0,35}{50} = 29,4;$$

$$\alpha_{\text{ж}} = 4 \cdot \frac{50}{0,076} = 2631 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}};$$

$$K = \frac{1}{\frac{1}{2631 \cdot 0,076} + \frac{1}{2 \cdot 50} \cdot \ln \frac{0,089}{0,076} + \frac{1}{2 \cdot 0,6} \cdot \ln \frac{0,152}{0,089} + \frac{1}{2 \cdot 50} \cdot \ln \frac{0,168}{0,152} + \frac{1}{2 \cdot 2,3} \cdot \ln \frac{0,22}{0,168}}$$

$$= 1,94 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}};$$

$$\beta = \frac{3,14 \cdot 1,94}{0,015 \cdot 4200 \cdot 1170} = 8,3 \cdot 10^{-5};$$

$$T_{\text{заб}} = 7 + \frac{0,01}{8,3 \cdot 10^{-5}} (8,3 \cdot 10^{-5} \cdot 2300 - 1)$$

$$+ \left(72 - 7 + \frac{0,01}{8,3 \cdot 10^{-5}} \right) \exp(-8,3 \cdot 10^{-5} \cdot 2300) = 62,77 ^\circ\text{C}.$$

Таким образом, для рассматриваемой скважины расчетная температура жидкости-песконосителя на забое составляет 62,77 °С при температуре потока на устье 72 °С. Расчет изменения температуры жидкости вдоль трещины не проводился, однако при сравнении значений температуры на забое скважины и температуры помутнения нефти с учетом процесса формирования трещины можно утверждать следующее – нагретая жидкость ГРП обеспечит тепловое воздействие

и предотвратит кристаллизацию парафина в процессе проведения гидравлического разрыва пласта.

4.2 Технология насыщения пористого проппанта твердофазным сэвиленом

Технологическая схема насыщения пористого проппанта твердым сополимером этилена и винилацетата представлена на рисунке 4.3.

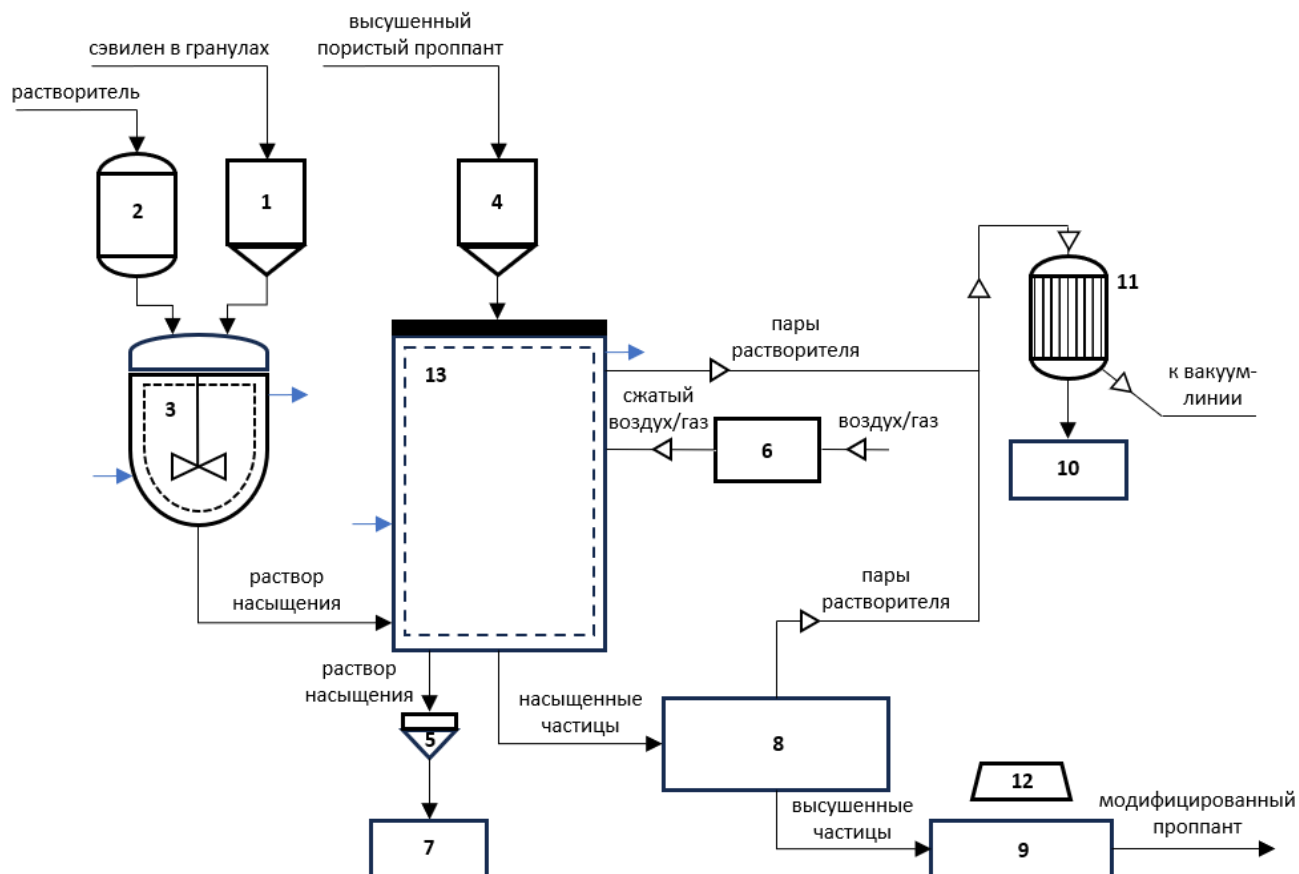


Рисунок 4.3 – Технологическая схема процесса насыщения пористого проппанта твердофазным сэвиленом, где: 1 – бункер-дозатор сыпучих материалов (сэвилен); 2 – мерник; 3 – смесительная установка; 4 – бункер-дозатор сыпучих материалов (проппанта); 5 – сито; 6 – компрессор/система высокого давления; 7 – сливная емкость с раствором насыщения; 8 – вакуум-гребковая сушилка; 9 – промежуточная емкость хранения при атмосферных условиях; 10 – сборник конденсата; 11 – холодильник; 12 – система вытяжной вентиляции; 13 – емкость насыщения (составлено автором)

Краткое описание технологического процесса. Гранулы сополимера этилена и винилацетата из бункера-дозатора подают в смесительную установку. Затем в

смесительную установку добавляют расчетное количество растворителя и готовят раствор насыщения путем перемешивания до момента получения однородного истинного раствора. Перемешивание смеси осуществляется за счет работы верхнеприводной мешалки и подогрева. Параллельно в сушильном аппарате пористые керамические частицы высушивают при температуре 105 °С до полного удаления воды из пустот и дают им остыть до температуры окружающей среды.

После остывания частиц и приготовления раствора проппантоподобные частицы через бункер-дозатор загружают в емкость насыщения высокого давления, оснащенную внешним подогревом, и с помощью системы вакуумирования создают технический вакуум – в емкости достигается давление менее 1000 Па. Затем, с сохранением технического вакуума, осуществляют подачу приготовленного раствора насыщения через нижнюю часть емкости насыщения таким образом, чтобы уровень жидкости был выше поверхности проппантоподобных частиц. Сбрасывают технический вакуум и оставляют частицы для донасыщения раствором при атмосферном давлении с последующим донасыщением с помощью компрессора при повышенном давлении 10 МПа в течение не менее 8 часов. В результате раствор проникает в пустоты и заполняет поры керамических частиц. Затем устанавливают в емкости атмосферное давление. После насыщения частиц, раствор сополимера этилена и винилацетата в растворителе сливают в сборную емкость через сито, которое предотвращает подачу керамических частиц. Затем насыщенные частицы подают в гребковую вакуум-сушилку, где происходит удаление растворителя. В результате поры керамических частиц-носителей становятся заполненные твердофазным сополимером этилена и винилацетата (модифицированный проппант). Высушенные частицы подают в промежуточную емкость для остывания.

4.3 Технология подачи модифицированного проппанта при проведении ГРП

Подача модифицированного проппанта осуществляется в процессе проведения гидравлического разрыва пласта. При этом планирование операции, моделирование ГРП, подготовительные работы и порядок действий при

проведении мероприятия в данном разделе подробно не рассматриваются, поскольку каждый из этапов включает общепринятые действия.

На рисунке 4.4 представлено основное наземное оборудование, применяемое при проведении ГРП.

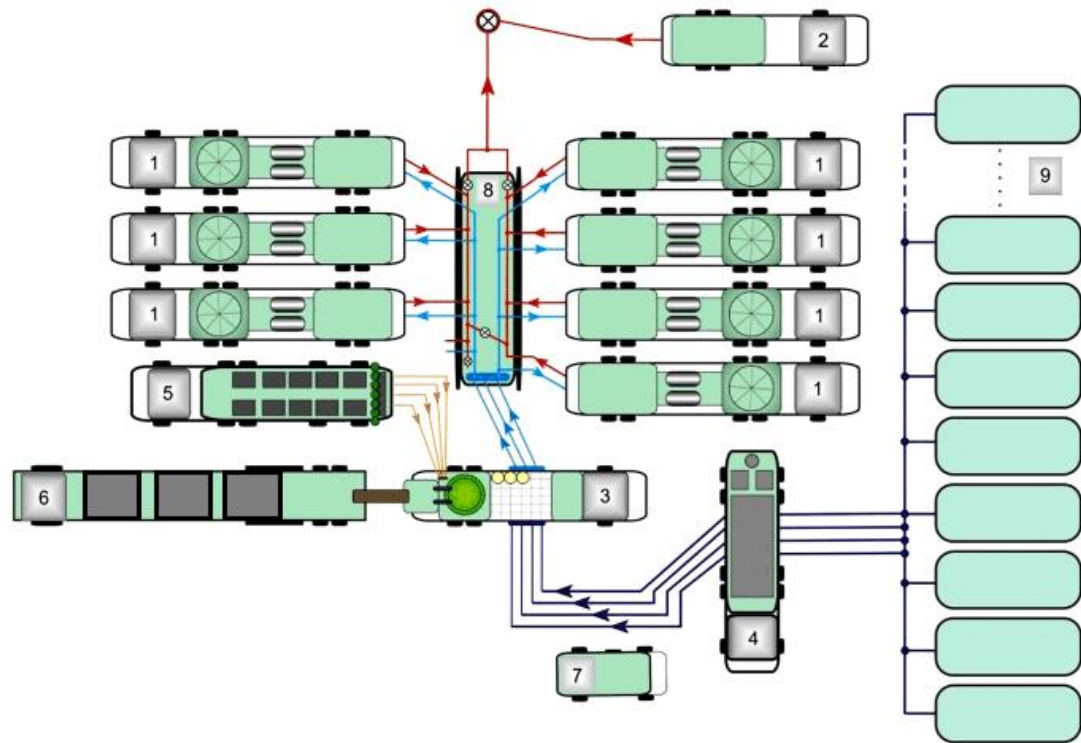


Рисунок 4.4 – Принципиальная схема обвязки оборудования при гидравлическом разрыве пласта, где: 1 – насосный агрегат; 2 – насосный агрегат для поддержания давления в затрубном пространстве; 3 – смесительный агрегат (блендер); 4 – гидратационная установка; 5 – установка подачи химреагентов; 6 – установка подачи проппанта; 7 – станция контроля и управления; 8 – блок манифольдов; 9 – емкость для рабочих жидкостей [119]

С целью возможности реализации разработанной технологии необходимо обеспечить температуру жидкостей ГРП на устье скважины достаточной для осуществления теплового воздействия с учетом тепловых потерь. В связи с этим емкости для рабочих жидкостей должны быть оснащены системой подогрева, или возможно применение дополнительной установки нагрева технологических жидкостей проточного типа. Так же необходимо проводить подбор химических реагентов и рецептур жидкостей разрыва с учетом температурных условий.

Дозирование проппанта в смесительный агрегат может осуществляться различными способами – из бункеров с применением конвейерной установкой, песковозом с самосвальным кузовом или с помощью установленной на полуприцеп многосекционной системы. В зависимости от соотношения расчетного количества модифицированного и инертного проппанта возможно применение нескольких установок подачи расклинивающего агента или использование многосекционной установки с независимыми загрузочными бункерами с возможностью равномерной подачи разных видов проппанта, что позволит добиться однородного распределения модифицированного проппанта в трещине ГРП.

Исходя из описания способа подачи ингибитора, разработанная технология может применяться при проведении различных ГРП с учетом следующих ключевых факторов: необходимость применения установок для нагрева технологических жидкостей; необходимость применения дополнительных емкостей для хранения проппанта и установок для его подачи; необходимость применения жидкостей ГРП на водной основе с учетом температурных условий и термической стабильности системы; сходство геометрических, физических и других свойств пористых частиц и стандартного проппанта. При этом разработанная технология предполагает возможность изменять параметр и свойства пористых частиц, ингибирующее вещество и др.

Результатом применения разработанной технологии является повышение эффективности эксплуатации добывающих нефтяных скважин в условиях образования органических отложений за счет увеличения межочистного периода их работы.

4.4 Выводы по Главе 4

1. Применение подогретых жидкостей ГРП позволяет избежать снижение температуры в призабойной зоне пласта и в трещине ГРП, что предотвращает формирование АСПО в процессе проведения мероприятия. Оценка температуры подогретой жидкости ГРП на забое скважины показала положительный результат – нагретая жидкость ГРП обеспечит тепловое воздействие и предотвратит кристаллизацию парафина в процессе проведения гидравлического разрыва пласта.

2. Описан технологический процесс насыщения частиц пористого проппанта твердофазным сэйвеном и последующей их подачи в трещину ГРП при проведении гидравлического разрыва пласта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации содержится решение актуальной задачи по повышению эффективности технологии предотвращения формирования АСПО в нефтяных скважинах, эксплуатируемых с применением гидравлического разрыва пласта, путем подачи в трещину ГРП твердофазного ингибитора в составе модифицированного проппанта.

По результатам диссертационного исследования были сделаны основные выводы:

1. Выполненный анализ современных технологий предотвращения образования АСПО в нефтяных скважинах показал эффективность подачи ингибиторов АСПО в продуктивный пласт, а именно в ПЗП и трещину ГРП.

2. Разработан способ ингибирования образования АСПО, основанный на подаче в трещину ГРП модифицированного проппанта, выполняющего одновременно функцию и расклинивающего агента, и носителя твердофазного ингибитора – сополимера этилена и винилацетата (с массовой долей винилацетата 26...30 %), с последующим высвобождением ингибитора и его диффузией в нефть, омывающую проппантные частицы.

3. Разработан способ насыщения пористого проппанта твердофазным сополимером этилена и винилацетата, заключающийся в насыщении частиц раствором сополимера в ксилоле с последующим удалением растворителя. В результате получают модифицированные частицы проппанта, содержащие твердофазный сополимер этилена и винилацетата в порах и в виде поверхностного слоя.

4. Результаты фильтрационных исследований, моделирующих процесс ингибирования, подтвердили процесс дозирования сополимера и этилена в поток нефти при контакте с частицами модифицированного проппанта. В ходе исследования кинетики высвобождения реагента были выявлены следующие закономерности:

- увеличение скорости фильтрации способствует росту интенсивности растворения и экстрагирования сополимера;

- уменьшение доли модифицированного проппанта приводит к снижению массы высвободившегося реагента;

- присутствие пластовой воды в водонефтяном потоке приводит к снижению продолжительности эффективного действия ингибитора.

5. Установлен механизм высвобождения твердого сополимера этилена и винилацетата из пористой частицы модифицированного проппанта, заключающийся в одновременном растворении поверхностного слоя сополимера и экстрагировании в системе «твердый сополимер этилена и винилацетата – нефть».

6. Разработана технология предотвращения формирования АСПО в нефтяных скважинах, эксплуатируемых с применением ГРП, основанная на эффективном и технологичном способе подачи ингибитора, исключающем использование специализированного оборудования и проведение дополнительных технологических мероприятий – подача реагента осуществляется при проведении гидравлического разрыва пласта в трещину ГРП в составе модифицированного проппанта.

Перспективы дальнейшего развития темы диссертационного исследования связаны с разработкой способов увеличения продолжительности высвобождения из модифицированного проппанта ингибирующего вещества и периода его эффективного действия, а также с расширением области применения технологии.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АСВ	– асфальто-смолистые вещества;
АСПВ	– асфальтосмолопарафиновые вещества;
АСПО	– асфальтосмолопарафиновые отложения;
ГРП	– гидравлический разрыв пласта;
ДСК	– дифференциально-сканирующая калориметрия;
МОП	– межочистной период;
МЭК	– минимальная эффективная концентрация;
НКТ	– насосно-компрессорные трубы;
ПАВ	– поверхностно-активные вещества;
ПЗП	– призабойная зона пласта;
ППД	– поддержание пластового давления;
ПЭД	– погружной электрический двигатель;
УВ	– углеводород;
УЭЦН	– установка электроцентробежного насоса;
ФЕС	– фильтрационно-емкостные свойства;
ЭВА	– сополимер этилена и винилацетата;
ЭЦН	– электроцентробежный насос.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бобомурод, Р.Р., Нодирбек, А.Ш. Анализ специальных жидкостей используемых при гидроразрыве пласта // Science and Education" Scientific Journal. – 2022. – № 3(3). – С. 249-257.
2. Габидуллин, Р.И. Композиционные гидрофобизаторы на основе сэйвилена для обработки призабойных зон нефтяных скважин : специальность 02.00.11 "Коллоидная химия" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Габидуллин Руслан Ильсиярович. – Казань, 2005. – 123 с.
3. Галиева, А.М. Оценка эффективности сополимеров этилена и винилацетата для парафинистых нефтей / А.М. Галиева, А.Ш. Насыбуллина // Вестник Технологического университета. – 2015. – Т. 18, № 24. – С. 33-37.
4. Герштанский, О.С. Интенсификация добычи высокопарафинистой нефти на поздней стадии разработки многопластовых месторождений Казахстана: специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" / Герштанский Олег Сергеевич, 2005. – 353 с.
5. Глущенко, В.Н., Силин. М.А. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений В.Н. Глущенко, М.А. Силин, Ю.Г. Герин. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5-ти т. – М.: Интерконтакт Наука. – 2009. – Т.5. – 475 с.
6. ГОСТ 18847–2020. Огнеупоры неформованные зернистые. Методы определения водопоглощения, кажущейся плотности и открытой пористости. – М.: Стандартиформ, 2020. – 13 с.
7. ГОСТ 20287–91. Нефтепродукты. Методы определения температуры текучести и застывания. – М.: Стандартиформ, 2006 – 9 с.
8. ГОСТ 7025–91. Кирпич и камни керамические и силикатные. Методы определения водопоглощения, плотности и контроля морозостойкости. – М.: Стандартиформ, 2006. – 12 с.
9. ГОСТ Р 51761–2013. Пропанты алюмосиликатные. Технические условия. – М.: Стандартиформ, 2014. – 28 с.

10. ГОСТ Р 54571–2011. Пропанты магнезиально-кварцевые. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2013. – 28 с.
11. Желтов, Ю.П. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: Учеб. пособие для вузов / Ю.П. Желтов, И.Н. Стрижов, А.Б. Золотухин, В.М. Зайцев – М.: Недра. – 1985. – 296 с. ил.
12. Злобин, А.А. Анализ фазовых переходов парафинов в поровом пространстве пород-коллекторов / А.А. Злобин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11, № 5. – С. 47-56.
13. Ибрагимов, Н.Г. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Н.Г. Ибрагимов, В.П. Тронов, И.А. Гуськова ; Н.Г. Ибрагимов, В.П. Тронов, И.А. Гуськова. – Москва : Нефтяное хоз-во, 2010. – 238 с.
14. Иванова, И.К. Физико-химические подходы к выбору эффективных растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений : специальность 02.00.13 "Нефтехимия" : диссертация на соискание ученой степени доктора химических наук / Иванова Изабелла Карловна, 2020. – 266 с.
15. Ивченко, П.В. Полимерные депрессорные присадки: синтез, микроструктура, эффективность / П.В. Ивченко, И.Э. Нифантьев // Высокомолекулярные соединения. Серия А. – 2018. – Т. 60, № 5. – С. 384-401. – DOI 10.1134/S2308112018050061.
16. Кирпа, С.В. Анализ эффективности проведения оптимизации скважин по Рославльскому нефтяному месторождению / С.В. Кирпа, С.В. Шальская // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 1. – С. 42-61.
17. Коробов, Г.Ю. Проблема мониторинга остаточного содержания ингибиторов АСПО / Г.Ю. Коробов, **Д.В. Парфенов**, В.Т. Нгуен // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2023. – № 12(144). – С. 68-72.
18. Коробов, Г.Ю. Механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений Методики исследования / Г.Ю. Коробов, **Д.В. Парфенов** // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 8(128). – С. 22-28.

19. Коробов, Г.Ю. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами с использованием ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Коробов Григорий Юрьевич. – Санкт-Петербург, 2016. – 106 с.

20. Коробов, Г.Ю. Предупреждение образования асфальтосмолопарафиновых отложений в системе "пласт - скважина" / Г.Ю. Коробов, М.К. Рогачев // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 163-170.

21. Коробов, Г.Ю. Механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений и факторы интенсивности их формирования / Г.Ю. Коробов, **Д.В. Парфенов**, В.Т. Нгуен // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – № 4(334). – С. 103-116. DOI: 10.18799/24131830/2023/4/3940.

22. Кузнецов, С.В. Исследование теплофизических процессов при фильтрации парафинистой нефти к горизонтальной скважине : специальность 01.04.14 "Теплофизика и теоретическая теплотехника" : диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук / Кузнецов Сергей Викторович, 2016. – 166 с.

23. Ле, В.З. Совершенствование технологии предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений при эксплуатации газлифтных скважин (на примере месторождения "Белый тигр") : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ле Вьет Зунг. – Уфа, 2015. – 121 с.

24. Литвинец, И.В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем : специальность 02.00.13 "Нефтехимия" : диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук / Литвинец Ирина Валерьевна, 2016. – 181 с.

25. Магадова, Л.А. Деструкция геля для ГРП с применением окислительного деструктора и соляной кислоты / Л.А. Магадова, Л.А. Федорова, О.Ю. Ефанова [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 10. – С. 60-61.

26. Митрошин, А.В. Определение минимальных мероприятий в скважине по предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых отложений / А.В. Митрошин // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 2. – С. 94-100. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.7.

27. Нгуен, В.Т. Повышение эффективности эксплуатации газлифтных скважин в условиях образования органических отложений (на примере месторождений Вьетнама) : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Нгуен Ван Тханг, 2022. – 193 с.

28. Патент № 2302513 Российская Федерация, МПК E21B 37/06, E21B 41/02. Способ подачи реагента в скважину : № 2004114932/03 : заявл. 17.05.2004 : опубл. 10.07.2007 / Е. Н. Сафонов, Н. С. Волочков, В. А. Стрижнев [и др.] ; заявитель Открытое Акционерное Общество "Акционерная нефтяная компания "Башнефть".

29. Патент 2818386 Российская Федерация, МПК: C09K 8/80 (2006.01), G01N 15/08 (2006.01); СПК C09K 8/80 (2024.01), G01N 15/08 (2024.01). Устройство для насыщения пористого проппанта ингибирующим веществом. Заявка № 2023130237: заявл. 21.11.2023; опубл. 02.05.2024 / Г.Ю. Коробов, В.Т. Нгуен, **Д.В. Парфенов**, Д.Г. Подопригора; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». – 13 с.

30. Сандыга, М.С. Исследование температурных условий образования органических отложений в продуктивном пласте при скважинной добыче парафинистой нефти / М.С. Сандыга, И.А. Стручков, М.К. Рогачев // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 2. – С. 84-93. DOI 10.15593/2712-8008/2021.2.6.

31. Светлицкий, В.М. Особенности процессов отложения асфальтосмолопарафиновых веществ в пористой среде / В.М. Светлицкий,

Е.А. Малицкий, О.В. Фещук, В.В. Краснов, М.И. Москалюк // Нефтяное хозяйство. – 1983. – №11.

32. Сорокина, А.С. Новый подход к прогнозированию эксплуатационных свойств топливных композиций на примере дизельных топлив разного углеводородного состава : диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук / Сорокина Алена Сергеевна, 2022. – 139 с.

33. Тертерян, Р.А. Свободно-радикальная сополимеризация этилена / Р.А. Тертерян, Е.Е. Браудо, Л.И. Динцес // Успехи Химии. – 1965. – № 4(34). – С. 290-309.

34. Тронов, В.П., Ширеев, А.И., Махьянов, Н.Х. Исследование механизма образования парафиновых отложений в пористых средах с помощью микрокино съемки. Сб. Докладов молодых ученых ТатНИИ, Казань, 1971.

35. Устькачкинцев, Е.Н. Определение эффективности методов предупреждения асфальтеносмолопарафиновых отложений / Е.Н. Устькачкинцев, С.В. Мелехин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 61-70.

36. Фещук, О.В. Исследование условий выпадения и растворения парафиновых отложений в пористой среде / О.В. Фещук, Е.А. Малицкий, И.Н. Мищук, В.М. Светлицкий, Л.Г. Золотарёва // Нефтепромысловое дело. – 1981. – №7. – С. 25-28.

37. Хайбуллина, К.Ш. 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" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Хайбуллина Карина Шамильевна. – Санкт-Петербург, 2019. – 98 с.

38. Чураков, А.В., Пичугин, М.Н., Файзуллин, И.Г., Гайнетдинов, Р., Макаревич, С., Михайлов, Д.Ю., Ху, Т. Безгуаровые синтетические гели ГРП–

успешная концепция выбора. Режим быстрого доступа // SPE 202057. – 2020. – 28 с.

39. Шадрина П.Н. Методология подбора реагентов для ингибирования высокопарафинистых нефтей / П.Н. Шадрина, А.И. Волошин, Л.Е. Ленченкова, Д.С. Мочалкин // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14, № 4. – С. 64-68.

40. Шадрина, П.Н. Совершенствование технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтепромысловом оборудовании месторождений высоковязких нефтей : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Шадрина Полина Николаевна. – Уфа, 2017. – 145 с.

41. Щербаков, Г.Ю. Обоснование технологии удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах с применением растворителя и оптического метода контроля за процессом : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Щербаков Георгий Юрьевич. – Санкт-Петербург, 2015. – 113 с.

42. Юрецкая, Т.В. Разработка и исследование многокомпонентных ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Юрецкая Татьяна Владимировна. – Тюмень, 2010. – 172 с.

43. Adeyanju, O.A., Oyekunle, L.O. Experimental Study of Wax Deposition in Single-Phase Subcooled Oil Pipelines // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. SPE, 2013. – С. SPE-167515. DOI: 10.2118/167515-MS

44. Al-Yaari, M. Paraffin wax deposition: mitigation & removal techniques // SPE Saudi Arabia section Young Professionals Technical Symposium. – SPE, 2011. – С. SPE-155412. DOI: 10.2118/155412-MS

45. Azevedo, L.F.A., & Teixeira, A.M. A critical review of the modeling of wax deposition mechanisms // *Petroleum Science and Technology*. – 2003. – № 21(3-4). – С. 393-408. DOI: 10.1081/LFT-120018528
46. Baker Hughes Company : официальный сайт компании : сайт – URL: <https://www.bakerhughes.com/> (дата обращения: 13.02.2025) . – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
47. Baker Hughes Company. ParaSorb EL 5000 extended life solid inhibitor : сайт – URL: <https://www.bakerhughes.com/sites/bakerhughes/files/2021-04/ParaSorb-EL-5000-extended-life-solid-inhibitor-spec.PDF.PDF> (дата обращения: 13.02.2025) . – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
48. Baker Hughes Company. Sorb family of solid chemicals : сайт – URL: https://dam.bakerhughes.com/m/a7e9135e4c26dd87/original/Sorb-family-of-solid-chemicals_spec-PDF.PDF (дата обращения: 13.02.2025) . – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
49. Banki, R., & Firoozabadi, A. Modeling of wax deposition in pipelines from irreversible thermodynamics // In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* – September, 2002. – С. SPE-77571). DOI: 10.2118/77571-MS
50. Bidmus, H.O., & Mehrotra, A.K. Heat-transfer analogy for wax deposition from paraffinic mixtures // *Industrial & engineering chemistry research*. – 2004. – № 43(3). – С. 791-803. DOI: 10.1021/ie030573v
51. Bogacki, M., & Macuda, J. The influence of shale rock fracturing equipment operation on atmospheric air quality // *Archives of Mining Sciences*. – 2014. – № 59(4). – С. 897-912. DOI: 10.2478/amsc-2014-0062
52. Brown, T.S., Niesen, V.G., & Erickson, D.D. Measurement and prediction of the kinetics of paraffin deposition. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* – October, 1993. – С. SPE-26548. DOI: 10.2118/26548-MS
53. Burger, E.D., Perkins, T.K., & Striegler, J.H. Studies of wax deposition in the trans Alaska pipeline // *Journal of Petroleum technology*. – 1981. – № 33(06). – С. 1075-1086.

54. CARBO CERAMICS INC : официальный сайт компании : сайт – URL: <https://carbo.tech/> (дата обращения: 13.02.2025). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
55. Chen, X.T., Butler, T., Volk, M., & Brill, J.P. Techniques for measuring wax thickness during single and multiphase flow // In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? – October, 1997. – C. SPE-38773. DOI: 10.1021/acsomega.0c05415
56. Chi, Y., Daraboina, N., Sarica, C. Investigation of Inhibitors Efficacy in Wax Deposition Mitigation Using a Laboratory Scale Flow Loop // AIChE Journal. 2016. – № 11 (62). – C. 4131–4139. DOI: 10.1002/aic.15307
57. Chi, Y., Yang, J., Sarica, C., & Daraboina, N. A Critical Review of Controlling Paraffin Deposition in Production Lines Using Chemicals // Energy & Fuels. – 2019. – № 33(4). – C. 2797-2809. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.9b00316
58. Correra, S., Fasano, A., Fusi, L., & Merino-Garcia, D. Calculating deposit formation in the pipelining of waxy crude oils // Meccanica. – 2007. – № 42. – C. 149-165. DOI: 10.1007/s11012-006-9028-4
59. Coto, B., Martos, C., Espada, J.J., Robustillo, M.D., & Pena, J.L. Experimental study of the effect of inhibitors in wax precipitation by different techniques // Energy Sci Eng. – 2014. – № 2(4). – C. 196-203. DOI: 10.1002/ese3.42
60. Dubey, A., Chi, Y., & Daraboina, N. Investigating the performance of paraffin inhibitors under different operating conditions // In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? – October, 2017. – C. D011S010R002. DOI: 10.2118/187252-MS
61. Duenckel, R.J., Leasure, J.G., & Palisch, T. Improvements in Downhole Chemical Delivery: Development of Multifunctional Proppants // In SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – February, 2014. – C. SPE-168605. DOI: 10.2118/168605-MS
62. Gonçalves, J.L., Bombard, A.J., Soares, D.A., & Alcantara, G.B. Reduction of paraffin precipitation and viscosity of Brazilian crude oil exposed to magnetic fields // Energy & fuels. – 2010. – № 24(5). – C. 3144-3149. DOI: 10.1021/ef901302y

63. Gupta, D.V.S., Szymczak, S., & Brown, M.J. Solid production chemicals added with the frac for scale, paraffin and asphaltene inhibition // In SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – January, 2009. – C. SPE-119393. DOI: 10.2118/119393-MS
64. Gupta, D.V., Brown, J.M., & Szymczak, S. A 5-year survey of applications and results of placing solid chemical inhibitors in the formation via hydraulic fracturing // In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? – September, 2010. – C. SPE-134414. DOI: 10.2118/134414-MS
65. Gupta, D.V., Shen, D., & Szymczak, S.J. A chemical inhibitor-infused, high-strength proppant additive for reservoir flow assurance against scale deposition in wells with high intervention costs // In SPE European Formation Damage Conference and Exhibition. – June, 2013. – C. SPE-165078. DOI: 10.2118/165078-MS
66. Hao, L.Z., Al-Salim, H.S., & Ridzuan, N. A Review of the Mechanism and Role of Wax Inhibitors in the Wax Deposition and Precipitation // *Pertanika Journal of Science & Technology*. – 2019. – № 27(1). – C. 499-526.
67. Harun, A., Ab Lah, N.K.I.N., Hassan, Z., & Husin, H. An overview of wax crystallization, deposition mechanism and effect of temperature & shear // In 2016 International Conference on Industrial Engineering, Management Science and Application (ICIMSA). May 2016. – C. 1-5. DOI: 10.1109/ICIMSA.2016.7503992
68. Hebert, J., & Leasure, J. Pioneering a New Method to Prevent Scale in Deep Water, High Pressure Reservoirs-A Gulf of Mexico Case Study // In SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition. – May, 2016. – C. SPE-179882. DOI: 10.2118/179882-MS
69. Huang, Z., Lu, Y., Hoffmann, R., Amundsen, L., & Fogler, H.S. The effect of operating temperatures on wax deposition // *Energy & Fuels*. – 2011. – № 25(11). – C. 5180-5188. DOI: 10.1021/ef201048w
70. Ilushin, P., Vyatkin, K., Kozlov, A. Development of an Approach for Determining the Effectiveness of Inhibition of Paraffin Deposition on the Wax Flow Loop Laboratory Installation // *Inventions*. – 2022. – № 1 (7). – 10 c. DOI: 10.3390/inventions7010003

71. Janamatti, A., Lu, Y., Ravichandran, S., Sarica, C., & Daraboina, N. Influence of operating temperatures on long-duration wax deposition in flow lines // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – № 183. – C. 106373. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106373
72. Kelechukwu, E.M., Al Salim, H.S., & Yassin, A.A.M. Influencing factors governing paraffin wax deposition during crude production // International Journal of Physical Sciences. – 2010. – № 5(15). – C. 2351-2362.
73. Korobov, G.Y. Long-term Inhibition of Paraffin Deposits Using Porous Ceramic Proppant Containing Solid Ethylene-vinyl Acetate / G.Y. Korobov, **D.V. Parfenov**, V.T. Nguyen // International Journal of Engineering, Transactions B: Applications. – 2025. – № 38(8). – P. 1887-1897.
74. Lashkarbolooki, M., Seyfaee, A., Esmaeilzadeh, F., & Mowla, D. Experimental investigation of wax deposition in Kermanshah crude oil through a monitored flow loop apparatus // Energy & fuels. – 2010. – № 24(2). – C. 1234-1241. DOI: 10.1021/ef9010687
75. Leasure, J.G., Duenckel, R.J., & Hebert, J. Effective scale prevention using chemically infused proppant-a uinta basin case history // In SPE International Conference on Oilfield Chemistry? – April, 2015. – C. D031S010R003. DOI: 10.2118/173792-MS
76. Leasure, J., & Marotz, M. Case Histories of Extended Scale Prevention from Single Treatment of Chemically Infused, Slow Release Media // In SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. – February, 2020. – C. D021S008R002. DOI: 10.2118/173792-MS
77. Leasure, J., Lieng, T., Hicks, B., & Saldungaray, P. Multi-Year Scale Inhibition using a Ceramic Proppant Based Particulate Chemical Carrier–Learning from the First Application Offshore Congo // In SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition. – June, 2020. – C. D022S009R010. DOI: 10.2118/200686-MS
78. Liu, N. Spiral inertial microfluidics for cell separation and biomedical applications // Applications of Microfluidic Systems in Biology and Medicine. – 2019. – 7. – C. 99-150.

79. Liu, Y., Pan, C., Cheng, Q., Wang, B., Wang, X., & Gan, Y. Wax deposition rate model for heat and mass coupling of piped waxy crude oil based on non-equilibrium thermodynamics // *Journal of Dispersion Science and Technology*. – 2018. – № 39(2). – C. 259-269. DOI: 10.1080/01932691.2017.1312432
80. Lu, Y., Huang, Z., Hoffmann, R., Amundsen, L., & Fogler, H.S. Counterintuitive effects of the oil flow rate on wax deposition // *Energy & fuels*. – 2012. – № 26(7). – C. 4091-4097. DOI: 10.1021/ef3002789
81. Mahmoudkhani, A., Feustel, M., Reimann, W., & Krull, M. Wax and paraffin control by fracturing fluids: understanding mode of actions and benefits of water-dispersible wax inhibitors // In *SPE International Conference on Oilfield Chemistry?* – April, 2017. – C. D031S009R003. DOI: 10.2118/184594-MS
82. Mahto, V.I.K.A.S., & Kumar, A.J.A.Y. Effect of several parameters on wax deposition in the flow line due to Indian waxy crude oil // *International Journal of Applied Engineering Research and Development*. – 2013. – № 3(4). – C. 1-10.
83. Makwashi, N., Sarkodie, K., Akubo, S., Zhao, D. and Diaz, P. Investigation of the Severity of Wax Deposition in Bend Pipes Under Subcooled Pipelines Conditions // *SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition?* – SPE, 2019. – C. D042S014R006. DOI: 10.2118/195559-MS
84. Matsumoto, T., Nakamae, K., Ocjiumi, T., Tamura, T., & Shioyama, T. The Solubility and the Wet Spinning of Ethylene-Vinyl Alcohol Copolymers (Commemoration Issue Dedicated to Professor Waichiro Tsuji On the Occasion of his Retirement) // *Bulletin of the Institute for Chemical Research, Kyoto University*. – 1974. – № 52(2). – C. 403-415.
85. Nazar, A.S., Dabir, B., & Islam, M.R. Experimental and mathematical modeling of wax deposition and propagation in pipes transporting crude oil // *Energy sources*. – 2005. – № 27(1-2). – C. 185-207. DOI: 10.1080/00908310490448262
86. Nazar, A.S., Dabir, B., & Islam, M.R. Measurement and modeling of wax deposition in crude oil pipelines // In *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. – March, 2001. – C. SPE-69425. DOI: 10.2523/69425-MS

87. Newberry, M.E., & Barker, K.M. Formation damage prevention through the control of paraffin and asphaltene deposition (No. CONF-850311-). Petrolite Corp. – 1985.
88. Nguyen, V.T. A comprehensive method for determining the dewaxing interval period in gas lift wells / V.T. Nguyen, T.V. Pham, M.K. Rogachev, G.Y. Korobov, **D.V. Parfenov**, A.O. Zhurkevich, S.R. Islamov // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2023. – № 4. – P. 1163-1179.
89. Norris, M.R., Gulrajani, S.N., Mathur, A.K., Price, J., & May, D. Hydraulic Fracturing for Reservoir Management: Production Enhancement, Scale Control and Asphaltene Prevention // In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? – September, 2001. – C. SPE-71655. DOI: 10.2118/71655-MS
90. Norris, M., Perez, D., Bourne, H.M., & Heath, S.M. Maintaining fracture performance through active scale control // In SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition. – January, 2001. – C. SPE-68300. DOI: 10.2118/68300-MS
91. Patent № 11254861 B2 US, C09K 8/92 (2006.01) ; C09K 8/52 (2006.01). Delivery system for oil-soluble well treatment agents and methods of using the same: 21.05.2020 / B. Sumit, F.H. Debenedictis, D.V.S. Gupta; applicant Baker Hughes Holdings LLC.
92. Pedersen, K.S., Ronningsen H.P. Influence of Wax Inhibitors on Wax Appearance Temperature, Pour Point, and Viscosity of Waxy Crude Oils // Energy Fuels. – 2003. – № 17(2). – C. 321-328. DOI: 10.1021/ef020142+
93. Perez, P.L. et al. Mitigating wax deposition from crude oils: correlations between physical-chemical properties of crude oils and the performance of wax inhibitors // Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 2016. C.D011S004R002. DOI: 10.4043/27255-MS
94. Quan, Q., Wang, W., Wang, P., Yang, J., Gao, G., Yang, L., & Gong, J. Effect of oil temperature on the wax deposition of crude oil with composition analysis // Brazilian Journal of Chemical Engineering. – 2016. – № 33. – C. 1055-1061. DOI: 10.1590/0104-6632.20160334s20150023

95. Ragunathan, T., Husin, H., Wood, C.D. Wax formation mechanisms, wax chemical inhibitors and factors affecting chemical inhibition // *Applied sciences*. – 2020. – №. 2(10). – C. 479.
96. Santos, G., Daraboina, N., Sarica, C. Dynamic Microscopic Study of Wax Deposition: Particulate Deposition // *Energy and Fuels*. – 2021. – № 15(35). – C. 12065-12074. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c01684
97. Sarica, C., Volk, M. Paraffin deposition research and model development // Tulsa, The University of Tulsa Publ. – 2004. – C. 114.
98. Selle, O.M. et al. Downhole scale control on heidrun field using scale inhibitor impregnated gravel // In SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition. May, 2010. C. SPE-130788. DOI: 10.2523/130788-MS
99. Shaoul, J., Spitzer, W., Ross, M., Wheaton, S., Mayland, P., & Singh, A.P. Hydraulic fracturing with heated fluids brings success in high-pour-point waxy-oil reservoir in India // *SPE Production & Operations*. 2009. – № 24(01). – C. 96-106.
100. Shen, D., Szymczak, S., Lind, J., Galvan, D., Steiner, W.H., & Gupta, D.V. A 4-year Survey of the Application of an Environmentally Preferred Solid Inhibitor in North Dakota // In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? – October, 2014. – C. SPE-170638. DOI: 10.2118/170638-MS
101. Shi, P., & Rzehak, R. Lift forces on solid spherical particles in wall-bounded flows // *Chemical Engineering Science*. – 2020. – № 211. – C. 115264. DOI: 10.1016/j.ces.2019.115264
102. Siljubergh, M.K. Modelling of paraffin wax in oil pipelines // Master's thesis, Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk. – 2012.
103. Smith, T., Szymczak, S., Gupta, D.S., & Brown, J.M. Solid Paraffin Inhibitor Pumped in a Hydraulic Fracture Provides Long-Term Paraffin Inhibition in Permian Basin Wells // In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? – October, 2009. – C. SPE-124868. DOI: 10.2118/124868-MS
104. Sousa, A.L., Matos, H.A., & Guerreiro, L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review // *Journal of petroleum exploration and*

production technology. – 2019. – № 9 – C. 2091-2107. DOI: 10.1007/s13202-019-0609-x

105. Sousa, A.M., Matos, H.A., & Guerreiro, L. Wax deposition mechanisms and the effect of emulsions and carbon dioxide injection on wax deposition: Critical review // Petroleum. – 2019. DOI: 10.1016/j.petlm.2019.09.004

106. Szymczak, S., Brock, G., Brown, J.M., Daulton, D., & Ward, B. Beyond the Frac: Using the Fracture Process as the Delivery System for Production Chemicals Designed to Perform for Prolonged Periods of Time // In SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium. – April, 2007. – C. SPE-107707. DOI: 10.2118/107707-MS

107. Szymczak, S., Brown, J.M., Noe, S., & Gallup, G. Long-Term Scale Inhibition Using a Solid Scale Inhibitor in a Fracture Fluid // Paper SPE 102720 presented at the 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, USA, 24-27 September. DOI: 10.2118/102720-MS

108. Szymozak, S., Gupta, D.S., Steiner, W., Bolton, S., & Romano, J. Well Stimulation Using a Solid, Proppant-Sized, Paraffin Inhibitor to Reduce Costs and Increase Production for a South Texas, Eagle Ford Shale Oil Operator // In SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. – February, 2014. – C. D011S006R006. DOI: 10.2118/168169-MS

109. Theyab, M.A. A review of wax mitigation methods through hydrocarbon production // Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology. – 2020. – № 9. – C. 412.

110. Theyab, M.A. Experimental Methodology Followed to Evaluate Wax Deposition Process // Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology. – 2018. – № 1(9). – 8 c. DOI: 10.4172/2157-7463.1000357

111. Theyab, M.A. Study of fluid flow assurance in hydrocarbon production – investigation wax mechanisms / Muhammad Ali Theyab, 2017. – 151 c.

112. Theyab, M.A., Diaz, P. Experimental study of wax deposition in pipeline – effect of inhibitor and spiral flow // International Journal of Smart Grid and Clean Energy. – 2016. – № 5(3). – C. 174-181. DOI: 10.12720/sgce.5.3.174-181

113. Thota, S.T., & Onyeonuna, C.C. Mitigation of wax in oil pipelines // International Journal of Engineering Research and Reviews. – 2016. – №4(4). – C. 39-47.
114. Wang, K.S., Wu, C.H., Creek, J.L., Shuler, P.J., & Tang, Y. Evaluation of effects of selected wax inhibitors on wax appearance and disappearance temperatures // Petroleum science and technology. – 2003. – № 21(3-4). – C. 359-368. DOI: 10.1081/LFT-120018525
115. Wang, W. et al. Effect of operating conditions on wax deposition in a laboratory flow loop characterized with DSC technique // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. – 2015. – № 1. – C. 471-485.
116. Webb, P.J.C., Nistad, T.A., Knapstad, B., Ravenscroft, P.D., & Collins, I.R. Economic and technical advantages of revolutionary new chemical delivery system for fractured and gravel packed wells // In SPE Offshore Europe Conference and Exhibition. – September, 1997. – C. SPE-38548. DOI: 10.2118/197095-MS
117. Webb, P.J.C., Nistad, T.A., Knapstad, B., Ravenscroft, P.D., & Collins, I.R. Revolutionary new chemical delivery system for fractured, gravel packed and prepacked screen wells // In SPE European Formation Damage Conference and Exhibition. – June, 1997. – C. SPE-38164.
118. Wei, B., Recent advances on mitigating wax problem using polymeric wax crystal modifier // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2015. – № 5. – C. 391-401. DOI: 10.1007/s13202-014-0146-6
119. White, M., Pierce, K., & Acharya, T. A review of wax-formation/mitigation technologies in the petroleum industry // SPE Prod. Oper. – № 33(3). – C. 476-485. DOI: 10.2118/189447-PA
120. Woo, G.T., Garbis, S.J., & Gray, T.C. Long-Term Control of Paraffin Deposition // In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? – September, 1984. – C. SPE-13126.
121. Wornstaff, V., Hagen, S., Ignacz, T., Chorney, M., & Pedersen, B. Solid paraffin inhibitors pumped in hydraulic fractures increase oil recovery in Viking wells //

In SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. – February, 2014. – C. D021S014R005. DOI: 10.2118/168147-MS

122. Yang, F., Zhao, Y., Sjöblom, J., Li, C., & Paso, K.G. Polymeric Wax Inhibitors and Pour Point Depressants for Waxy Crude Oils: A Critical Review // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2015. – № 36(2). – C. 213-225. DOI: 10.1080/01932691.2014.901917

123. Yang, J., Lu, Y., Daraboina, N., & Sarica, C. Wax deposition mechanisms: Is the current description sufficient? // Fuel. – 2020. – № 275. – C. 117937. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.117937

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Патент на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2818386

**УСТРОЙСТВО ДЛЯ НАСЫЩЕНИЯ ПОРИСТОГО
ПРОПАНТА ИНГИБИРУЮЩИМ ВЕЩЕСТВОМ**

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
"Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II" (RU)*

Авторы: *Коробов Григорий Юрьевич (RU), Нгуен Ван Тханг
(RU), Парфенов Дмитрий Викторович (RU), Подопригора
Дмитрий Георгиевич (RU)*

Заявка № **2023130237**

Приоритет изобретения **21 ноября 2023 г.**

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации **02 мая 2024 г.**

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **21 ноября 2043 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Акт внедрения



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПМ-ГРУПП»
(ООО «ПМ-ГРУПП»)

450097, Республика Башкортостан, г. Уфа, улица Заводская, дом 15/2, пом. 3,
Тел. +7 (981) 888-03-30, E-mail: info@pmg-global.com, Сайт: www.pmg-global.com
ИНН 0278161949, КПП 027801001, ОГРН 1090280029751, ОКПО 61177072

УТВЕРЖДАЮ
Директор ООО «ПМ-ГРУПП»
Исаев Е.М.
«07» 07 2024 г.

АКТ

о внедрении (использовании) результатов кандидатской диссертационной работы
Парфенова Дмитрия Викторовича на тему «Обоснование технологии предотвращения
асфальтосмолопарафиновых отложений при эксплуатации нефтяных скважин с
гидравлическим разрывом пласта» по научной специальности 2.8.4. «Разработка и
эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Рабочая комиссия в составе:

Председатель: Исаев Е.М. (Директор, к.э.н.)

Члены комиссии: Ткаченко А.В. (Главный инженер), Арабов Д.В. (Руководитель направления
по развитию проектов ПНП и ИДН); Галимов В.В. (Ведущий специалист отдела ПНП и ИДН),
Ермолин Д.С. (Специалист отдела ПНП и ИДН).

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «Обоснование
технологии предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений при эксплуатации
нефтяных скважин с гидравлическим разрывом пласта», представленной на соискание ученой
степени кандидата наук, использованы в деятельности ООО «ПМ-ГРУПП» при реализации
работ в рамках проектов воздействия на нефтяной пласт с применением полимеров.

Материалы и результаты работы использованы:

- 1) При формировании и актуализации методических рекомендаций компании «Методические рекомендации по тестированию образцов полимерных веществ».
- 2) При моделировании процесса адсорбции и десорбции высокомолекулярных веществ в системе «пласт-скважина».

Использование указанных материалов позволяет повысить качество предпроектной проработки проектов полимерного заводнения в части контроля качества реагентов, а также прогнозирования ожидаемой технологической эффективности внедрения.

Председатель комиссии:

Директор, к.э.н.

Исаев Е.М.

Члены комиссии:

Главный инженер

Ткаченко А.В.

Руководитель направления
по развитию проектов ПНП и ИДН

Арабов Д.В.

Ведущий специалист отдела ПНП и ИДН

Галимов В.В.

Специалист отдела ПНП и ИДН

Ермолин Д.С.