

АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

*На правах рукописи*

**ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОВЫШЕНИЯ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА  
НЕФТЯНЫХ СМЕСЕЙ**

Специальность: 3354.01 - Строительство и эксплуатация  
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

Область науки: Технические науки

Соискатель: **Мехпара Бабаверди кызы Адыгезалова**

**А В Т О Р Е Ф Е Р А Т**

Диссертации на соискание ученой степени  
доктора технических наук

**Баку – 2024**

Диссертационная работа выполнена на кафедре «Транспорт и хранения нефти, газа» Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности.

Научные консультанты:

доктор технических наук, профессор

**Исмаилов Гафар Гуламгусейн оглы**

доктор химических наук, профессор

**Гурбанов Гусейн Рамазан оглы**

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор

**Мираламов Гусейнбала Фазил оглы**

доктор технических наук, профессор

**Велиев Мубариз Мустафа оглы**

доктор технических наук, профессор

**Фаталиев Вугар Махаррам оглы**

доктор технических наук, доцент

**Мурсалов Низами Ибрагим оглы**

Диссертационный совет ED 2.03 Высшей Аттестационной Комиссии при Президенте Азербайджанской Республики, действующий на базе Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

Председатель диссертационного

совета:

доктор технических наук, доцент

**Сулейманов Ариф Алекпер оглы**

Ученый секретарь

Диссертационного совета: кандидат технических наук, доцент

**Шмончева Елена Евгеньевна**

Председатель научного семинара:

доктор технических наук, профессор

**Расулов Сакит Рауф оглы**

Подписи подтверждаю

Ученый секретарь АГУНП,

доцент

**Н.Т. Алиева**



## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность и уровень разработанности темы:** Без учета многообразия физико-химических показателей, а также реофизических свойств, смешивание сырой или товарной нефти друг с другом и транспортировка их по трубопроводной системе создает различные трудности и осложнения и приводит к созданию дополнительных расходов. Таким образом, «несовместимость» смешения видов нефти с разными реофизико-химическими показателями может вызвать аномальные изменения значений практически важных параметров дисперсной нефтяной системы, и, как следствие, различные засоры в трубопроводах и образование асфальтено-смоло-парафиновых отложений. Именно по этой причине некоторые виды нефти при смешивании можно считать «нежелательными» парами. Поэтому повышение эффективности технологических процессов при смешивании видов нефти с разными физико-химическими характеристиками, а также при их сборе в промысловых условиях, подготовке к транспортировке и, непосредственно, втранспортировке остается актуальным и является одним из важных вопросов, вытекающих из требований времени.

С другой стороны, увеличение доли добычи высокопарафинистых видов нефти обуславливает реализацию комплекса мер в направлении решения процессов коррозии и парафинообразования, которые являются важными проблемами в системе сбора-транспортировки такого вида нефти. И это является приоритетной задачей для нефтяников. Таким образом, протекание интенсивного процесса парафинизации при низких температурах в системе сбора-транспортировки высокопарафинистых нефтей, характеризующееся высокой температурой замерзания, не позволяет эффективно эксплуатировать скважины, осуществлять сбор нефти, подготовку к транспортировке, эффективно осуществлять трубопроводный транспорт. Это, в свою очередь, приводит к

значительному усложнению процесса эксплуатации, сокращению межремонтного периода, увеличению стоимости материалов и как следствие стоимости нефти.

Наличие агрессивной среды в системе сбора, транспортировки высокопарафинистых видов нефти вызывает электрохимическую коррозию внутренней поверхности эксплуатируемого оборудования, сокращает срок его службы и увеличивает затраты на ремонт, наносит серьезный ущерб окружающей среде. Продукты коррозии, образующиеся на внутренней поверхности, служат центрами кристаллизации парафиновых углеводородов и служат образованию нефтяных отложений. Совместное решение проблем парафинообразования и коррозионных процессов, вызывающих потери энергии и нефти, требует разработки современных технологий и изучения новых научных основ их применения в промышленных условиях.

Именно с этой точки зрения, несмотря на проведение многочисленных научно-исследовательских работ, указанные проблемы до сих пор остаются нерешенными и имеют большое научное и практическое значение.

**Объект и предмет исследования.** Объектами исследований в выполненной диссертационной работе были образцы нефти, отобранные с месторождений МурадханлыСангачал, Булла-Дениз, Гарачухур, Сураханы, Сиязань, Абшерон, Нариманов и образцы конденсата, отобранные с месторождения Умид. Предметом исследования в диссертационной работе стало изучение отдельных реагентов и новых композиций на их основе.

**Цель и задачи исследования.** Цель исследования – с учетом факторов взаимодействия и обводненности при смешивании видов нефти найти пути повышения эффективности технологических процессов при их сборе, подготовке и транспортировке, а также разработка инновационного метода повышения эффективности системы сбора-транспортирования высокопарафинистых видов нефти для увеличения срока службы внутри промышленных и

магистральных трубопроводов путем применения однородных реагентов против асфальтено-смоло-парафиновых отложений и коррозии.

Для достижения цели исследовательской работы планировались следующие задачи:

1. Анализ проблем обводненности и смешивания видов нефти при их сборе, подготовке и транспортировке и анализ реологических и качественных показателей нефтеводоконденсатных смесей в системах сбора-транспортировки;

2. Реологическое исследование влияния смешивания и обводненности видов нефти на их реофизические свойства и показатели качества;

3. Определение количества балластной воды в реологически сложных нефтях и их смесях и разработка методов диагностики структурных изменений нефтяных смесей с учетом степени обводненности;

4. Исследование влияния степени обводненности видов нефти на их деэмульгацию и влияния синергизма и антагонизма при смешивании видов нефти на процессы подготовки их к транспортировке;

5. Исследование бактерицидно-ингибирующих свойств индивидуальных и композиционных реагентов;

6. Изучение влияния депрессорных присадок на температуру замерзания высокопарафинистой нефти, процесс осаждения парафинов в нефти, тиксотропные свойства и эффективную вязкость;

7. Исследование влияния новых составов на температуру замерзания высокопарафинистой нефти, скорость коррозии в сероводородных пластовых водах и процесс осаждения солей;

8. Разработка технологии применения нового состава на высокопарафинистые нефти в промысловых условиях;

**Методы исследования.** Для решения вопросов, поставленных в ходе диссертационной работы, были

использованы различные экспериментальные методы исследования.

**Основные положения, выносимые на защиту диссертации:**

1. Физика-химические аспекты диагностирования и повышения эффективности сбора подготовки и транспорта нефтяных смесей :

- комплекс результатов анализа реологических и качественных показателей при смешивании различных нефтей с учетом фактора обводненности;

- диагностика «нежелательности» смещения разнородных нефтей на основе их растворимости;

- влияния микроскопических структурных изменений и количества балластов на макроскопические параметры при смешивании нефтей;

-экспресс метод определения обводненности нефтей и их смесей;

- технология подготовки реологически сложных нефтяных смесей с учетом водонасыщенности эмульсий.

2. Комплексные экспериментальные результаты исследования бактерицидно-ингибирующих свойств индивидуальных и композиционных реагентов;

3. Показатели исследования влияния депрессорных присадок на температуру замерзания высокопарафинистой нефти, процесс осаждения парафинов в нефти, тиксотропные свойства и эффективную вязкость;

4. Комплекс результатов исследования влияния новых составов на температуру замерзания высокопарафинистой нефти, скорость коррозии в сероводородных пластовых водах и процесс осаждения солей;

5. Технология применения новой композиции для высокопарафинистых нефтей в промысловых условиях;

**Научная новизна исследования:** с учетом факторов взаимодействия и обводненности видов нефти при смешивании оптимизация технологических процессов при их сборе,

подготовке и методов повышения рациональности, а также создание научной основы для разработки инновационного метода повышения эффективности системы сбора-транспортирования высокопарафинистых видов нефти с применением единых реагентов в целях увеличения срока службы нефтепроводов внутрипромысловых и товарных нефтепроводов против асфальтено-смоло-парафиновых отложений и коррозии представляет собой научную новизну исследовательской работы.

1. Разработана физико-химические основы для рационального смешивания разнотипных нефтей;

2. Предложены методы диагностирования «нежелательных» смесей нефтей и их влияния на макроскопических параметров при сборе и подготовки нефтяных смесей;

3. Разработан экспресс метод для диагностирования обводненности нефтяных смесей;

4. Предложен новый подход для технологии деэмульсации нефтяных смесей;

5. Исследовано бактерицидно-ингибирующие свойства индивидуальных и композиционных реагентов;

6. Изучено влияние депрессорных присадок на температуру замерзания высокопарафинистой нефти, процесс отложения парафинов в нефти, тиксотропные свойства и эффективная вязкость;

7. Изучено влияние нового состава на температуру замерзания высокопарафинистой нефти, скорость коррозии в сероводородной пластовой воде и процесс солеотложения.

8. Исследовано приготовление многофункциональных композиций против коррозии и солевых отложений и исследование их свойств.

9. Изучено влияние температуры и добавки «Дифрон-4201» на состав и молекулярно-массовое распределение парафиновых углеводородов.

10. Исследовано влияние температуры и новой композиции на кинетику образования и групповой состав парафиновых отложений.

11. Разработана технология введения композиции на основе «Дифрона-4201» и МАРЗА-1 в высокопарафинистые нефти в промысловых условиях.

### **Теоретическая и практическая значимость исследования.**

Научный уровень новых результатов, полученных в диссертационной работе, позволяет включать их в соответствующие справочники, банки данных и международные научные информационные системы.

Практическая значимость работы заключается в том, что новые многофункциональные композиции, приготовленные в лабораторных условиях на основе местного сырья, могут с высокой эффективностью применяться для совместного решения проблем коррозии и парафиноотложения в системе сбора-транспортировки высокопарафинистых видов нефти. Также учет эффекта синергизма и антагонизма при смешивании видов нефти с разными физико-химическими характеристиками способствует повышению эффективности процесса за счет предотвращения осложнений, возникающих при их транспортировке, а разработанный метод экспресс-диагностики на основе теста «капельной пробы» измеряет количество балластной воды в реологически сложных видах нефти в промысловых системах сбора и транспортировки и позволяет оперативно оценить предел обводнения.

**Опубликованные научные работы:** По теме диссертационной работы опубликовано 31 научная работа, в том числе, 5 статей (4 WOS, 1 SCOPUS – в индексируемых научных журналах) и 7 материалов конференций.

1. Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» Юбилейной 70-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2016. (Москва, 2016)



2. Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» XI Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» (Москва, 2016)

3. International Conference Dedicated to the 90<sup>th</sup> Anniversary of Academician Azad Mirzajanzade. (Baku, 2018).

4. “Материалы международной научно-практической конференции «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений”. (Газахыстан, 2019)

5. XXXIII Международная научно-практическая телеконференция “Российская наука в современном мире” . (Москва, 2020).

6. International conference on “Actual problems of chemical engineering, APCE – 2020, dedicated to the 100th Anniversary of the ASOİU. (Baku, 2020).

**Название учреждения, в котором выполнена диссертационная работа.** Диссертационная работа выполнена в соответствии с планом научных исследований, проводимых на кафедре «Транспорт и хранение нефти, газа» Азербайджанского государственного университета нефти и промышленности.

**Структура и объем работы:** Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, списка цитируемой литературы из 356 наименований. Работа общим объемом 420 страниц, 395349 (452192) символов (введение 15577(17573), глава I 68641(78580), глава II 51676 (59816), глава III 26978(30838), глава IV 95767 (109741), глава V 125887 (143430), выводы 4426 (4496), 99 рисунков и графиков, 92 таблиц, заключенных сокращениями и условными знаками.

**Личный вклад автора:** Автору принадлежит основная ведущая роль при анализе литературных источников, постановке проблемы, формировании новых идей, планировании и проведении экспериментальных работ, разъяснении и обобщении принципиальных результатов, полученных различными методами исследования.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность, определен уровень выполнения темы диссертационной работы, показаны объект и предмет исследования, сформулированы цель и задачи работы, приведены использованные методы исследования и основные положения, выдвинутые на защиту. Кроме того, показаны научная новизна, теоретическая и практическая значимость, апробация, объем и структура диссертационной работы. Диссертация состоит из пяти глав.

**В первой главе** систематизированы и проанализированы сложности и специфические проблемы, возникающие при обводнении и смешивании видов нефти с разными физико-химическими показателями в системе сбора и транспортировки, функционирующей в наземных и морских условиях. Интерпретировано влияние свойств нефти, а также степени обводнения и смешивания на эксплуатационные и экологические показатели системы сбора-транспорта, а также информация о проблемах «несовместимости» при смешивании различных видов нефти.

В результате исследований установлено, что показатели стабильности и качества видов нефти, добытых с одного месторождения и поступивших в сеть сбора, неоднородны в зависимости от времени. Таким образом, конструкция сборно-транспортных сетей, а также особенности расположения районов нефтедобычи не позволяют транспортировать добываемую на месторождениях нефть на перерабатывающие предприятия или к потребителю с сохранением ее первоначальных физико-химических свойств. Поскольку не считается целесообразным транспортировать нефть отдельно в системах сбора и транспортировки, то ее транспортировка ведется по нефтепроводу в смешанном состоянии. В противном

случае раздельная транспортировка нефти не только увеличит размеры резервуарного парка, но и значительно усложнит нефтепромысловое хозяйство и сеть нефтепроводов. По указанным причинам виды нефти с разными физико-химическими показателями смешивают и отправляют на переработку или экспорт. Как известно, среди факторов, влияющих на показатели реологических параметров видов нефти, большую роль играют степень их обводнения и температурный фактор. Указанные факторы могут существенно изменить внутреннюю структуру и вязкость нефти. В то же время следует отметить, что смешивание видов нефти с разными физико-химическими характеристиками, что считается очень важным, оказывает большое влияние на свойства и качественные показатели нефти.

Известно, что в результате осаждения макроскопической твердой фазы на внутренней поверхности трубопроводов, эксплуатируемых в системе сбора и транспортировки добываемых нефтяных смесей, регулярно возникают пробки. Следует отметить, что «несовместимость» смешивания видов нефти с разными свойствами приводит к образованию отложений на внутренней поверхности трубопроводов, а также вызывает аномальные изменения качественных показателей смеси и в то же время значений плотности, вязкости, температуры замерзания, объема и других параметров, считающихся практически важными. Возникают различные трудности при транспортировке видов нефти со сложными реологическими свойствами, смешанных между собой, с легкими нефтепродуктами или с растворителями. Также известны случаи дисбаланса при хранении, приеме-передаче такой смеси. Именно поэтому некоторые виды нефти и нефтепродукты с этой точки зрения можно даже считать «нежелательными» веществами. Поэтому смешивать разные виды нефти без проведения определенных исследований не считается правильным, и в этом случае цена продукта также может снизиться. При сборе, подготовке и транспортировке

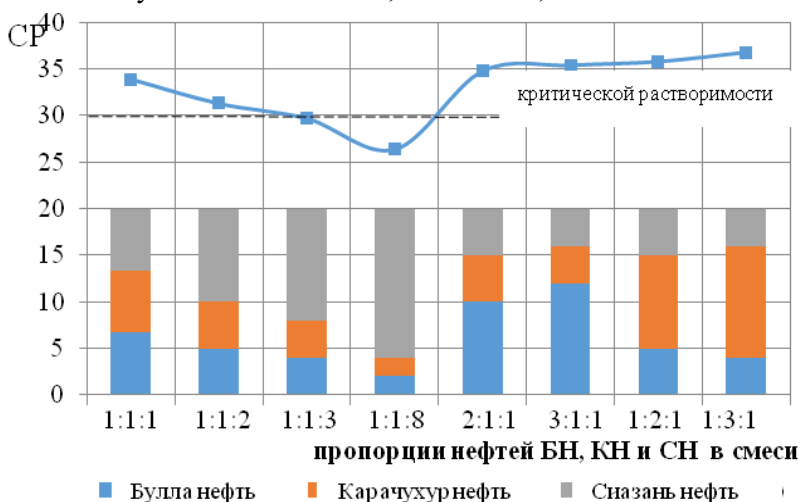
нефтяных смесей с разными рео-физико-химическими свойствами и степенью обводнения не учитываются свойства, которые они будут иметь. И для азербайджанских видов нефти исследования в этом направлении не проводятся. Одним из важнейших факторов, проявляющихся в смесях, является то, что традиционный метод определения качественных показателей и параметров, характеризующих физико-химические свойства нефтяных смесей, - правило аддитивности - неверен и дает существенно отличающиеся результаты от результатов экспериментальных испытаний. Именно перечисленное выше определяет и делает необходимым с учетом степени обводнения изучение и широкое исследование проблем, возникающих при смешивании видов нефти с разными физико-химическими показателями.

В данной главе также рассматривается вопрос рационального смешивания видов нефти на основе их растворяющей способности и разработка диагностического метода выявления нежелательных смесей.

Следует отметить, что для определения растворяющей способности сырой нефти используются лабораторные эксперименты. Результаты многочисленных лабораторных экспериментов показывают, что содержание асфальтенов в сырой нефти регулируется соотношением ароматических соединений и продуктов в нефти. По результатам количественного анализа и в то же время с использованием данных об относительной плотности и перегонки сырой нефти можно построить её точную модель в качестве растворителя. Следовательно, можно определить растворяющую способность одной или нескольких сырых нефтей, и это подробно обсуждается в этой диссертации. При определении растворяющей способности любой сырой нефти, важно получить данные количественного анализа нефти. Соотношение ароматических соединений к продуктам насыщения в нефтепродуктах можно определить по зависимости между величиной перегонки и плотностью. В данной работе с целью

изучения растворяющей способности видов нефти на примере азербайджанских нефтей использовались сырые нефти, добываемые из различных месторождений Булла, Карачухур и Сиязань. Установлено, что в результате смешивания видов нефти происходит отложение осадков и значительные аномальные изменения качественных показателей. По результатам экспериментов установлено, что осаждение асфальтенов из сырой нефти происходит при определенном пределе растворяющей способности. Этот предел называется кризисным пределом растворяющей способности сырой нефти. Асфальтены, растворяющая способность которых выше критического порога, не выпадают в осадок и остаются в растворе. Учитывая, что растворяющая способность сырой нефти – это соотношение продуктов насыщения к ароматическим, для определения кризисной растворяющей способности сырой нефти, подлежащей смешиванию, используется титрование парафина. В результате исследований наблюдались неаддитивные свойства растворяющей способности при смешивании компонентов в зависимости от пропорций (**рисунок 1**). На рисунке показаны соответствующие изменения растворяющей способности при смешивании вышеупомянутых видов нефти в определенной пропорции. Как видно из рисунка, наибольшая растворяющая способность - 37 наблюдается у смеси нефтей в данном соотношении БН:ГН:СН=1:3:1. При смешивании нефтей в соотношении БН:ГН:СН=1:1:8 наименьшее значение растворимости составляет 26,5<sup>1</sup>. Результаты экспериментов показали, что при определенном пределе растворяющей способности происходит осаждение асфальтенов из нефти, причем наблюдаются неаддитивные свойства растворяющей способности при смешивании компонентов в зависимости от их пропорций. В целом замечено, что при смешивании видов нефти их химический состав существенно влияет на качественные показатели.

İsmayılov, Q.Q. Həllətmə qabiliyyətinə görə neft qarışıqlarının “azruolunmaz”lığının diaqnostikası / Q.Q. İsmayılov, M.B. Adıgözəlova, F.B. İsmayılova// Azərbaycan Neft Təsərrüfatı,-2018.-№11, -s.36-39.



**Рисунок 1. Изменение растворимости при смешивании нефтей**

Разнообразие химического состава обуславливает выпадение механических смесей, асфальтенов, смол, парафиновых соединений при смешивании нефтей. Кроме того, было замечено, что при смешивании видов нефти в смеси по сравнению с исходным составом увеличивается массовая доля высокомолекулярных соединений, таких как асфальтены и смолы.

Именно, химический состав нефтей может быть причиной такого увеличения. Результаты экспериментов по определению количества осевшего балласта показали, что процесс оседания может длиться месяцами. Основная масса балласта осаждается в первые дни. Предлагается гипотетическая модель для количественной оценки и предположения количества точно отложенных балластов. Предложена математическая модель для определения и прогнозирования количества осевшего балласта,

и ее применение в промысловых условиях признано целесообразным.

Результаты экспериментов показали, что при определенном пределе растворяющей способности происходит осаждение асфальтенов из нефти, причем наблюдаются неаддитивные свойства растворяющей способности при смешивании компонентов в зависимости от их пропорций. В целом замечено, что при смешивании видов нефти их химический состав существенно влияет на качественные показатели. Разнообразие химического состава обуславливает выпадение механических смесей, асфальтенов, смол, парафиновых соединений при смешивании нефтей. Кроме того, было замечено, что при смешивании видов нефти в смеси по сравнению с исходным составом увеличивается массовая доля высокомолекулярных соединений, таких как асфальтены и смолы. Именно химический состав нефтей может быть причиной такого увеличения. Результаты экспериментов по определению количества осевшего балласта показали, что процесс оседания может длиться месяцами. Основная масса балласта осаждается в первые дни. Предлагается гипотетическая модель для количественной оценки и предположения количества точно отложенных балластов. Предложена математическая модель для определения и прогнозирования количества осевшего балласта, и ее применение в промысловых условиях признано целесообразным.

**Во второй главе** приведены результаты лабораторных испытаний влияния смешивания и степени обводненности различных видов нефти на их реофизико-химические свойства и показатели качества. В данной главе также приведены результаты изучения физико-химических свойств различных видов нефти и нефтеконденсатно-водяных смесей, а также результаты влияния обводнения и смешивания конденсата с нефтью на эффективность процессов их сбора и подготовки для транспортирования.

В лабораторных условиях были определены качественные показатели плотности, вязкости, количества воды, механической смеси, хлористых солей смешанных образцов нефти, отобранных из различных скважин и сборного резервуара месторождения «Джафарлы» РНП «Мурадханлы». Определение велось известными методами и было установлено, что они существенно отличаются друг от друга. В ходе процесса выяснилось, что нефть скважины №43 безводная, а нефти, отобранные из скважин №28, 37 и резервуара, имеют степень обводнения 15, 40 и 52% соответственно. Реологические свойства различных образцов нефти, взятых для исследования, изучали на вискозиметре «Реотест-2» после искусственного повышения степени обводнения.

Результаты экспериментов показали, что образцы нефти являются неньютоновскими жидкостями, а увеличение степени обводнения вызывает значительное увеличение их вязкости. Также во всех образцах нефти после определенного значения степени обводнения наблюдалось резкое снижение напряжения сдвига на кривых течения, несмотря на увеличение градиента скорости. В отобранных для проведения эксперимента образцах смешанных нефтей из скважины № 28, 37, 43 и резервуара, предел насыщения степени обводнения составил 70, 80, 40 и 80 % соответственно<sup>2</sup>. Для изучения зависимости реологических и качественных показателей нефтеконденсатно-водяных смесей от количества конденсата и воды в лабораторных условиях были использованы конденсат месторождения «Умид» и нефть месторождения «Булла». Физико-химические свойства конденсата и нефти сильно отличаются друг от друга (**таблица 1**). По результатам проведенных реологических исследований установлено, что кривые течения нефти, конденсата и их смесей в различных массовых долях конденсата для всех систем являются нелинейными, не пересекают начало координат и имеют тенденцию пересекать ось напряжения сдвига.



<sup>2</sup>Nurullayev, V.X. Neftlərin sulaşma dərəcəsinin onların reoloji parametrlərinə təsirinin tədqiqi / V.X.Nurullayev, M.B. Adıgözəlova, R.Q. Nurməmmədova // Azərbaycan Ali Texniki Məktəblərinin Xəbərləri, -2022.№1(12), -s.4-14.

Также в процессе исследований определяли плотность нефtekонденсатно-водяной смеси, температуру замерзания, значение кинематической вязкости и количество воды, механических смесей и солей хлора в смеси. Установлено, что при смешивании с нефтью со степенью обводнения 75% правило аддитивности для качественных показателей продукта в большинстве случаев не выполняется. С целью изучения влияния содержания воды на реологические свойства нефtekонденсатной смеси были изучены реологические свойства безводных смесей и смесей с различной степенью обводнения с помощью вискозиметра при 5 и 20<sup>0</sup>С, и были изучены кривые течения, построенные на основе результатов. В результате анализа результатов установлено, что именно величина степени обводнения оказывает существенное влияние на кривые течения. Установлено, что с увеличением степени обводнения вязкость системы сначала увеличивается, а после определенного значения обводнения резко снижается.

В настоящее время нет такой области науки и техники, промышленности, где бы компьютеры не получили широкого распространения. Столь широкое распространение компьютера связано с тем, что потребность в расчетах, оптимизации и управлении технологическими процессами, научными областями и т. д. для различных целей очень велика. Математическое моделирование как важная область науки для применения компьютеров в различных областях науки и техники, в промышленности было создано в начале 20 века и развивается в настоящее время. В дальнейшем оно стало широко использоваться в других областях, а также в нефтяной промышленности. С этой точки зрения особое значение приобретает применение статистических математических моделей при изучении влияния концентрации реагента, температуры испытаний и градиента скорости на эффективную

вязкость нефти месторождения Мурадханлы без реагента и в присутствии реагента.

**Таблица 1**

**Физико-химические характеристики конденсата месторождения «Умид» и нефти месторождения «Булла»**

Массовая доля конденсата, Вк	0	0,02	0,04	0,06	0,08	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	0,98	1,0
$\rho_{\text{смес.}}^5$ , кг/м <sup>3</sup>	981	983	980	975	972	967	940	907	871	847	822	821
$\rho_{\text{смес.}}^{20}$ , кг/м <sup>3</sup>	976	976	973	969	964	962	934	895	859	833	810	806
Температура замерзания, °С	13	16	15	14,5	14	13,5	10	7	4	1	-1	-1,6
Механическая смесь, %	0,368	0,367	0,366	0,365	0,364	0,363	0,361	0,355	0,348	0,342	0,334	0,335
соли хлора, мг/дм <sup>3</sup>	1133,67	1097,1	1053,216	1038,588	1031,274	1015,158	886,476	667,24	378,84	195,734	37,884	7,314
Кинематическая вязкость сСт	5 °С	не течет	не течет	не течет	не течет	не течет	не течет	не течет	не течет	не течет	не течет	не течет
	20 °С	не течет	не течет	не течет	не течет	не течет	не течет	122,5	40,40	18,90	10,30	7,60

После оценки коэффициентов математической модели проверялась адекватность построенной математической модели процессу. Адекватность определяли на основе критерия Фишера. Для того чтобы созданная математическая модель была адекватна процессу, должно соблюдаться условие  $F(\text{расч.}) \leq F_{\text{таблица}}$ . Аналогичный метод математического моделирования и оптимизации был применен для обоих остальных вариантов. Эти операции проводились на основе компьютерной программы.

Статистические математические модели процесса были получены в виде следующих (1-3) уравнений:

$$y = 0.348 + 0.002x_1 - 0.003x_2 + 0.003x_1 \cdot x_2 + 0.002x_1 \cdot x_3 + 0.007x_1 \cdot x_2 \quad (1)$$

$$y = 0.055 + 0.002x_1 - 0.003x_2 + 0.001x_3 + 0.002x_1 \cdot x_3 + +0.002x_2 \cdot x_3 - \quad (2)$$

$$y = 0.062 + 0.001x_1 + 0.001x_3 + 0.002x_1 \cdot x_2 + 0.001x_1 \cdot x_3 + +0.001x_1 \cdot \quad (3)$$

На основе статистических математических моделей процесса (1-3) были найдены их оптимальные режимные параметры:

$$x_1 = 402 \quad x_2 = 18,5 \quad x_3 = 436,2 \quad y = 0,35$$

$$x_1 = 88.4 \quad x_2 = 20.3 \quad x_3 = 144.6 \quad y = 0,063$$

$$x_1 = 1.054 \quad x_2 = 6.07 \quad x_3 = 144.6 \quad y = 0,058$$

Для определения оптимальных режимных параметров процесса использовался метод «комплексной» оптимизации. В результате построенная регрессионная модель процесса (1-3) позволяет анализировать множество вариантов технологических параметров процесса. Это, в свою очередь, дает возможность прогнозировать ход технологического процесса.

**Третья глава** диссертационной работы посвящена повышению эффективности таких процессов, как сбор, подготовка и транспортировка видов нефти, характеризующихся сложными реологическими свойствами с учетом их смешивания, а также степени их обводнения. Следует отметить, что в ходе исследований нами разработан экспресс-метод определения процентного содержания балластной воды в нефти и ее смесях, а также максимальной степени дисперсности воды в нефти в промысловых условиях. Изучено влияние степени обводнения на процесс деэмульгации аномальных видов нефти и нефтеконденсатных смесей без реагентов и в присутствии реагентов. В лабораторных условиях изучено влияние реагента марки «Алкан-318» на деэмульгацию высокопарафинистых нефтей, а также на процесс осаждения парафинов при транспортировке этого вида нефти. Установлено, что реагент «Алкан-318» является многофункциональным и оказывает эффективное комплексное воздействие.

В настоящее время процесс деэмульгирования нефти в промысловых условиях является одним из важнейших технологических процессов, и повышение экономической эффективности этого процесса остается актуальной проблемой, обусловленной требованием времени. На образцах нефти месторождения «Мурадханлы» изучено влияние степени их обводнения на эффективность деэмульгации нефти со сложными реологическими свойствами. В качестве деэмульгатора в экспериментальном процессе использовался реагент «Диссолван 4411». Процесс проводили при температурах 20, 40, 60°C и использовали образцы нефти разной степени обводнения. Эффективность деэмульгации нефтяных эмульсий оценивали методом «бутылочного теста» по количеству воды, выделившейся из устойчивой водонефтяной системы в зависимости от времени. Образцы эмульсии осаждали после термохимического воздействия и через определенный промежуток времени контролировали динамику отделения воды от нефти—т.е. седиментацию. На основе анализа зависимости

устойчивости нефтяных эмульсий от степени их обводнения и расходных характеристик реагента-деэмульгатора, обеспечивающего выделение воды, установлено, что эффективность процесса деэмульгации сильно зависит от количества водной фазы в нефти и степени ее дисперсности. В видах нефти, подлежащих деэмульгации по мере увеличения количества воды в видах нефти, подлежащих деэмульгации расход деэмульгатора снижается. Был изучен процесс деэмульгации различных смесей нефти и конденсата с использованием в качестве деэмульгирующего реагента «Алкан-202» отечественного производства. Для этого смесь конденсата «Умид» с исходным обводнением 36% и нефти «Алат-Сангачал-Булла» (50:50%) была искусственно разбавлена пластовой водой до разной степени обводнения (50, 60, 70, 80%), а затем был рассмотрен процесс деэмульгации этих систем. По результатам деэмульгирования этих смесей при степенях обводнения 50, 60, 70 и 80% при температуре 60<sup>0</sup>С установлено, что фактор обводнения существенно влияет на деэмульгацию нефтеконденсатной смеси. Таким образом, с увеличением степени обводнения увеличивается степень обезвоживания смеси, и в это время эмульсии сравнительно быстро распадаются.

С целью изучения влияния смешивания видов нефти на их деэмульгацию в лабораторных условиях были изучены отдельные пробы нефтей и процесс обезвоживания их смесей. По общепринятому методу «бутылочного теста» определяли эффективность деэмульгирования двух образцов нефти, различающихся по реологическим, физико-химическим свойствам и степени обводнения, и их смесей в разных пропорциях. В результате испытаний, проведенных как без реагента, так и с реагентом, были определены скорости распада эмульсий. Изменение расхода деэмульгатора анализировали при различных значениях степени обезвоживания смесей, соответствующих соотношению (0:1; 0,15:0,85; 0,3:0,7; 0,4:0,6; 0,5:0,5; 0,6:0,4; 0,7:0,3; 0,85:0,15 и 1:0) массовых долей этих

нефтей. Например, если расход реагента для смесей по указанным пропорциям, для степени разложения эмульсии 60%, составляет 17 и 10 г/т, то для других концентраций смешанных нефтей наблюдается изменение расхода реагента в сторону увеличения и уменьшения. Например, при наличии положительного синергизма в расходе реагента на деэмульгацию смеси 50:50%, отрицательный синергизм наблюдается при соотношении 60:40%.

Как правило, эмульгирование воды в нефти, иначе говоря, степень дисперсности является важной характеристикой водонефтяных эмульсий и определяет ее основные свойства. Однако по ряду объективных причин не всегда удается определить изменяющуюся степень диспергирования воды в нефти в промысловых условиях с требуемой точностью.

С учетом изложенного были проведены лабораторные исследования методом «капельной пробы» для определения диспергирования воды в нефти или степени обводненности нефти. Лабораторные исследования показывают, что метод «капельной пробы» достаточно информативен и его целесообразно использовать в качестве экспресс-анализа для определения способности реологически сложных промысловых нефтей к диспергированию воды<sup>3</sup>.

В качестве объекта исследования выбрана высоковязкая, тяжелая нефть, добываемая из скважины №64 месторождения «Алят-Дениз» (СМО-63) НГДУ им. Н.Нариманова и в лабораторных условиях определены физико-химические свойства нефти по соответствующему ГОСТу. Определённые значения для плотности, температуры замерзания, а также количество воды, солей хлора, механических смесей, парафина,

---

<sup>3</sup>Адыгезалова, М.Б., Нурмамедова, Р.Г., Халилов, Р.З. Диагностика эффективности эмульсации нефтей на основе «капельной пробы»// Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина» Юбилейной 70-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2016, -18-20 апреля, -с. 349.

смолы и асфальтенов составляют 931 кг/м<sup>3</sup> 28 °С; 34% 1300,16 мкв/дм<sup>3</sup>; 0,20; 5,5; 2,2 и 7,1% соответственно.

Для проведения лабораторных исследований нефти с разной степенью обводненности гомогенизировали, заливали в закрытый тигель и повторно перемешивали, после чего пипеткой отбирали пробу каплей. Образец капали на предварительно подготовленную фильтровальную бумагу. Образец капли выдерживали при рассматриваемой температуре до прекращения стекания нефти (приблизительно 20-30 минут). Опыты проводились при 2-х температурах - 5 и 20<sup>0</sup>С, а время ожидания было одинаковым.

Основываясь на размере и цвете пятна на фильтровальной бумаге, первоначально оценивали процентное содержание воды, диспергированной в нефти. Анализ полученных результатов показывает, что для нефти способность диспергирования (СД) увеличивается с увеличением площади промежуточной кольцевой зоны. Сужение кольца в этой зоне характеризуется увеличением процентного содержания воды в нефти. При полном насыщении нефти водой (проще говоря, при окончании диспергирования воды) этой зоны на фильтровальной бумаге больше не существует.

**В четвертой главе** работы дан анализ результатов научных исследований коррозионных процессов, происходящих на внутренней поверхности оборудования, эксплуатируемого в нефтяной промышленности, и одновременно определены вопросы, подлежащие решению. Известно, что внутренняя поверхность оборудования, эксплуатируемого в нефтяной промышленности, подвергается коррозии именно под воздействием пластовых вод с агрессивной средой. Степень агрессивности пластовой воды определяется составляющими ее компонентами. Таким образом, наличие в пластовой воде молекулярного кислорода, углекислого газа, сероводорода, ионных минеральных солей и, самое главное,



сульфатредуцирующих бактерий увеличивает скорость коррозии внутренней поверхности оборудования.

**В данной главе диссертации** изучены бактерицидно-ингибирующие свойства новых реагентов с условными названиями МАРЗА-1, МАРЗА-2, М-2 в различных агрессивных средах. Также в данной главе отражены результаты, полученные при исследовании бактерицидно-ингибирующих свойств композиции, приготовленной на основе смолы МАРЗА-1 и Госсипола, с условным названием М-1. При этом изучена эффективность защиты пяти новых составов на основе МАРЗА-2 от коррозии и отложений солей. Все пять новых реагентов имеют органическое происхождение и могут производиться промышленно на основе местного сырья.

В лабораторных условиях изучена эффективность защиты реагента МАРЗА-1 от коррозии в средах с сероводородом, углекислым газом и обоими газами в течение 24 и 240 часов. По результатам многочисленных лабораторных экспериментов установлено, что по мере увеличения концентрации МАРЗА-1 в среде скорость коррозии снижается и усиливается действие реагента. При увеличении продолжительности испытаний наблюдалось ослабление скорости коррозии, что можно объяснить тем, что покрытие, образующееся из продуктов коррозии на поверхности образцов, выполняет защитную функцию, экранируя поверхность металла (**таблица 2**).

Было изучено влияние реагента МАРЗА-1 в питательной среде «Постгейт-Б» на штаммы видов сульфатредуцирующих бактерий «Desulfomicrobium» и «Desulfovibriodesulfuricans», взятые из пластовых вод месторождения, разрабатываемого НГДУ «Бибиэйбатнефть» компании «SOCAR». Установлено, что хотя количество биогенного сероводорода в среде МАРЗА-1 резко снижается, процесс восстановления сульфатов не прекращается полностью. Следовательно, реагент не может полностью остановить процесс метаболизма сульфатредуцирующих бактерий в питательной среде.

В процессе исследований изучены бактерицидно-ингибирующие свойства композиции реагентов смолы МАРЗА-1 и Госсипола в соотношении 10:1 (условное наименование М-1). В качестве агрессивных сред, вызывающих коррозию, использовались среды  $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S+CO_2$ . Результаты экспериментов показали, что наибольший защитный эффект наблюдается при 100 мг/л композиции, а при использовании растворителя дизельного топлива этот эффект составляет 98% в среде  $H_2S$ , 96% в среде  $CO_2$ , 98% в среде  $CO_2$ . среде  $H_2S+CO_2$ , а в случае керосина – 97%, соответственно, 94% и 99%. На среде с обоими сульфатредуцирующими бактериями наибольший эффект композиции наблюдался при концентрации 120 мг/л. (95-99%)<sup>4</sup>.

Таким образом, по сравнению с реагентом МАРЗА-1 приготовленная композиция М-1 имела более высокий антикоррозионный и бактерицидный эффект в указанных средах, что можно объяснить возникновением синергетического эффекта. Антикоррозионное действие реагента МАРЗА-2 в нейтральных, кислых и щелочных средах изучено в лабораторных условиях и по результатам многочисленных экспериментов определена скорость коррозии и эффективность защиты реагента в исследуемых средах. Установлено, что при изменении концентрации реагента в диапазоне 3-10 мг/л скорость коррозии в нейтральной среде составляет 0,0782-0,0078 г/м<sup>2</sup>×ч, защитный эффект 90-99%, скорость коррозии в кислой среде составляет 0,3430-0,00 г/м<sup>2</sup>×час, защитный эффект 88-100%, а в щелочной среде скорость коррозии составляет 0,1843-0,0410 г/м<sup>2</sup>×ч, а защитный эффект колеблется в пределах 82-96%. Таким образом, в результате сравнительного анализа результатов, полученных в результате лабораторных испытаний, установлено, что количество 10 мг/л реагента МАРЗА-2 эффективно для всех трех сред, а его антикоррозионный эффект составляет 96-100%.

<sup>4</sup>Гурбанов, Г.Р. Исследование универсального комбинированного ингибитора для нефтегазовой промышленности / Г.Р.Гурбанов, М.Б.Адыгезалова, С.М.Пашаева // Изв. вузов. Химия и хим. технология, - 2020. -V.63. №10, -с.78-89.

**Таблица 2**  
**Защитный эффект реагента МАРЗА-1 в различных агрессивных средах**

Среда	С <sub>инг.</sub> мг/л	К, г/м <sup>2</sup> ·час	Коэффициент замедления, γ	К <sub>p</sub> , мм/год	Защитный эффект, Z, %
H <sub>2</sub> S	-	0,4326	-	-	-
		0,1874	-	-	-
	3,0	0,0506	8,54	0,0566	88,3
		0,0504	3,71	0,0564	73,1
	5,0	0,0328	13,18	0,0367	92,4
		0,0329	5,69	0,0368	82,4
	7,0	0,0190	22,76	0,0212	95,6
		0,0163	11,49	0,0182	91,3
	10,0	0,0086	50,3	0,0096	98,0
		0,0080	23,42	0,0089	95,7
CO <sub>2</sub>	-	0,2418	-	-	-
		0,06231	-	-	-
	3,0	0,0573	4,21	0,0641	76,3
		0,0247	2,52	0,0276	60,22
	5,0	0,0430	5,62	0,0481	82,2
		0,0187	3,33	0,0209	69,86
	7,0	0,0232	10,42	0,0259	90,4
		0,0080	7,78	0,0089	87,15
	10,0	0,0125	14,34	0,0140	94,8
		0,0032	11,47	0,0035	94,83
H <sub>2</sub> S +CO <sub>2</sub>	-	0,3416	-	-	-
		0,7612	-	-	-
	3,0	0,0792	4,31	0,0887	76,8
		0,1364	5,58	0,1527	82,07
	5,0	0,0526	6,49	0,0589	81,6
		0,0796	4,56	0,0891	89,54
	7,0	0,0290	11,77	0,0324	91,5
		0,0246	30,94	0,0275	46,76

10,0	0,0109	31,33	0,0122	96,8
	0,0058	131,24	0,0064	99,23

*Примечание.* Продолжительность эксперимента 24 часа (числитель) и 240 часов (знаменатель)

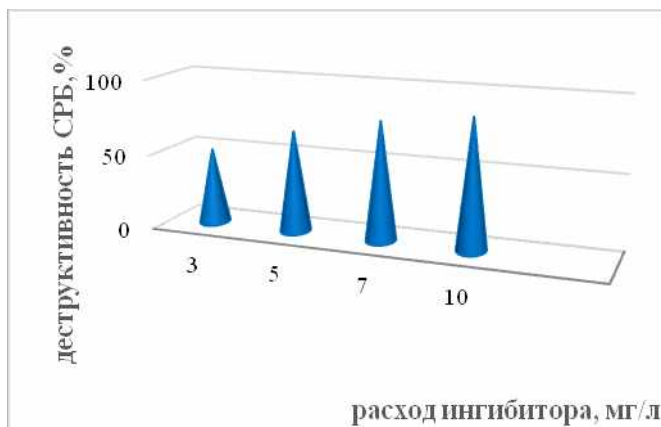
Значительное снижение скорости коррозии во всех изученных агрессивных средах можно объяснить свойством реагента гидрофобизировать поверхность металла. Таким образом, в ходе процесса реагент экранирует активные центры с высокой энергией на поверхности металла и изолирует их от агрессивной среды, делая процесс коррозии пассивным. Результаты экспериментов позволяют предположить, что реагент МАРЗА-2 обладает сильным ингибирующим свойством во всех трех средах.

Из промышленного опыта известно, что сульфатредуцирующие бактерии являются причиной сильной коррозии внутренней поверхности оборудования в эксплуатации. По этой причине эффективность реагента МАРЗА-2 против указанных бактерий изучали по известной стандартной методике NASE. В качестве питательной среды использовали среду «Посгейт-Б».

Следует отметить, что при прекращении жизнедеятельности сульфатредуцирующих бактерий прекращается и деятельность биоценоза, образованного другими физиологическими группами микроорганизмов в среде. Процесс проводили в течение пятнадцати дней методом попеременного разведения. Сульфатвосстанавливающие бактерии, использованные в лабораторных исследованиях, были взяты из пластовых вод, добытых с нефтью из действующих скважин НГДУ «Бибиэйбатнефть» компании «SOCAR».

Эксперименты в растворах реагента МАРЗА-2 с концентрацией 3,0, 5,0, 7,0 и 10 мг/л, при температуре 28-30<sup>0</sup>С, в объеме 10<sup>3</sup> клетка/мл сульфатредуцирующих бактерий. После пятнадцатидневных экспериментов подсчитали бактерицидное действие реагента и установили, что бактерицидный эффект реагента МАРЗА-2 в диапазоне концентраций 3,0-10 мг/л

находится в пределах 50-85%. В целом результаты многочисленных лабораторных экспериментов подтвердили, что реагент МАРЗА-2 является многофункциональным и обладает бактерицидно-ингибирующими свойствами (рисунок 2).



**Рисунок 2. Эффект разрушения СРБ реагента MARZA-2**

Учитывая, что отдельные реагенты МАРЗА-1, МАРЗА-2, которые могут производиться в промышленности на основе местного сырья, и композиция смолы МАРЗА-1 + Госсипол обладают высокоэффективными бактерицидно-ингибирующими свойствами, экономически целесообразно использовать их для антикоррозионной защиты внутренней поверхности оборудования, эксплуатируемого в нефтяной промышленности.

В ходе выполнения научно-исследовательской работы на основе принципов синергизма приготовлены пять новых композиций с условными названиями Р-1, Р-2, Р-3, Р-4, Р-5 из бактерицидно-ингибирующих реагентов МАРЗА-1 и МАРЗА-2. Были изучены их бактерицидные и коррозионно-защитные эффекты в сероводородных пластовых водах.

Для изучения бактерицидных свойств композиций использовали два штамма сульфатредуцирующих бактерий «Десульфомикробий» и «Десульфовибриодезсульфориканс». В

лабораторных условиях влияние новых композиций на инкубационный период сульфатредуцирующих бактерий изучали в течение пятнадцати дней, при этом использовали питательную среду «Постгейт Б», где было возможно интенсивное размножение бактерий. С целью проведения сравнительного анализа проведены лабораторные исследования на питательных средах без композиции и с добавлением композиции. Из анализа результатов экспериментов установлено, что наибольший бактерицидный эффект композиций Р-серии возникает при концентрации 10 мг/л композиции Р-3 (99%).

Известно, что причиной электрохимической коррозии внутренней поверхности оборудования нефтяной промышленности является пластовая вода, добываемая вместе с нефтью. Основным компонентом пластовых вод являются различные растворенные газы, минеральные и органические соли, механические смеси и, самое главное, сероводород. Поэтому пластовая вода считается сильной электролитной средой с точки зрения коррозии. С учетом вышеизложенного было изучено влияние новых составов серии Р на скорость коррозии проб пластовой воды, отобранных из скважины №1082 НГДУ «Бибиэйбатнефть» компании «SOCAR», и рассчитаны их антикоррозионные эффекты. При повышении концентрации композиции в среде в пределах 3-10 мг/л защита от коррозии составляет 85-98% для Р-1, 92-99% для Р-2, 95-99% для Р-3, 75 - 92% для Р-4 и для Р-5 он варьируется в пределах 72-90%. Наилучший антикоррозионный эффект проявляют составы Р-2 и Р-3 при концентрации 10 мг/л (99%).

**В таблице 3** приведен сравнительный анализ антикоррозионной защиты и бактерицидного действия индивидуальных реагентов МАРЗА-1, МАРЗА-2 и новых композиций Р-серии на их основе.

Таким образом, на основе сравнительного анализа значений коррозионной защиты и бактерицидного действия

отдельных реагентов и составов Р-серии, приведенных в таблице 3, можно сделать следующие выводы:

1. По сравнению с МАРЗА-1 и МАРЗА-2 составы Р-1, Р-2, Р-3 обладают более высокой защитой от коррозии и бактерицидным эффектом.

**Таблица 3**

**Сравнительный анализ бактерицидно-ингибирующих  
(в кислой среде) свойств композиций МАРЗА-1, МАРЗА-2 и  
Р-серии**

Условное наименование реагентов	Концентрация реагентов, мг/л	Эффект защиты от коррозии, %	Бактерицидный эффект, %, %
MARZA-1	3,0	88,3	57
	5,0	92,4	67
	7,0	95,6	82
	10	98,0	87
MARZA-2	3,0	88	50
	5,0	90	67
	7,0	93	78
	10	95	85
Р-1	3,0	85	59
	5,0	90	74
	7,0	97	81
	10	98	85
Р-2	3,0	92	84
	5,0	96	88
	7,0	98	92
	10	99	94
Р-3	3,0	95	93
	5,0	97	96
	7,0	99	97
	10	99	99
	3,0	75	56
	5,0	86	70

P-4	7,0	90	78
	10	92	81
P-5	3,0	72	50
	5,0	84	65
	7,0	88	72
	10	90	76

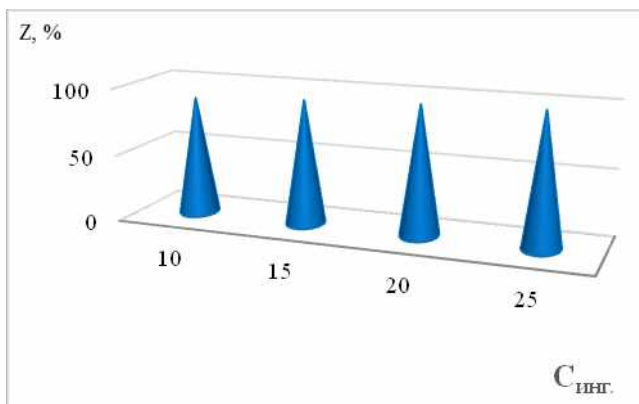
2. Среди композиций серии P наибольшее значение как по защите от коррозии, так и по бактерицидному действию имеет композиция P-3.

3. Для защиты от коррозии внутренней поверхности оборудования, используемого в нефтяной промышленности, более целесообразным считается широкое использование состава P-3.

Бактерицидно-ингибирующие свойства реагента органического происхождения и условного названия M-2 изучены в лабораторных условиях путем проведения многочисленных экспериментов. При этом использовали количество реагента в размере 10, 15, 20 и 25 мг/л.

Антикоррозионное действие реагента M-2 изучали в трех различных агрессивных средах: сероводород, углекислый газ, сероводород + углекислый газ. После обработки результатов шестичасовых лабораторных экспериментов стало ясно, что наибольший антикоррозионный эффект во всех трех агрессивных средах наблюдается при концентрации реагента 25 мг/л. Эффект защиты от коррозии составляет 98 % в среде с сероводородом, 92,7 % в среде с углекислым газом и 94,8 % в агрессивной среде с обоими газами (**рисунок 3**).





### Рисунок 3. Защитное действие реагента М-2 в сероводородной среде

В лаборатории в течение семи дней также изучали действие реагента М-2 на сульфатредуцирующие бактерии и рассчитывали его бактерицидное действие в различных концентрациях (таблица 4).

**Таблица 4**  
**Бактерицидное действие реагента М-2**

Концентрация М-2, С, мг/л	Число бактерий (число клеток /мл)	Содержание H <sub>2</sub> S, мг/л	Бактерицидный эффект, 2%
0,00	10 <sup>7</sup>	270	-
10	10 <sup>5</sup>	80	70
15	10 <sup>3</sup>	60	78
20	10 <sup>2</sup>	22	92
25	10 <sup>1</sup>	5,4	98

Как видно из таблицы 4, по мере увеличения концентрации реагента М-2 в питательной среде с характеристикой интенсивного размножения снижается численность бактерий, количество биогенного сероводорода, а бактерицидное действие реагента возрастает. Так, при изменении концентрации реагента М-2 в диапазоне 10-25 мг/л количество бактерий изменяется от 10<sup>7</sup> до 10<sup>1</sup>, количество сероводорода от 270 до 5,4 мг/л, а

величина бактерицидного эффекта реагента варьируется от 70 до 98%.

Таким образом, установлено, что высокий бактерицидный эффект наблюдается при концентрации реагента М-2 равной 25 мг/л. Результаты экспериментов позволяют предположить, что реагент М-2 обладает высокими бактерицидно-ингибирующими свойствами.

В настоящее время основным источником энергии человечества, находящегося в технологическом отношении на высокоразвитой стадии, по-прежнему в силу ее физико-химических свойств остается нефть. Развитые нефтедобывающие страны мира ежедневно производят миллионы тонн нефти. Асфальтосмолопарафиновые отложения, солевые отложения, электрохимические коррозионные процессы, вызванные воздействием агрессивной среды и микроорганизмов в процессах добычи, сбора, подготовки и трубопроводного транспорта нефти, создают серьезные проблемы для инженеров нефтяников. Так как перечисленные факторы вызывают преждевременный выход из строя подъемных труб, труб защитного пояса, насосно-компрессорных труб, насосных штанг, нагнетательных и других промысловых трубопроводов, емкостей, установленных до подготовки нефти и магистральных трубопроводов на всех стадиях системы скважина-сбор-транспортировка. Осаждение солей и коррозионная агрессивность приводит не только к износу, выводу из строя в результате разрушение оборудования, приборов, труб и т.д., изготовленных из драгоценных металлов и их сплавов, но и нарушает экологический природный баланс. Следует отметить, что увеличение добычи и переработки нефти с конца XX века обострило проблему отложения солей и коррозии в целом.

В настоящее время в странах мировой нефтяной промышленности добывается пластовая вода в пять раз больше нефти. Если учесть воду, закачиваемую в пласт в системе поддержания пластового давления, то это количество еще

больше. Как известно, пластовые воды являются электролитами и содержат сероводород, углекислый газ, кислород, микроорганизмы, различные минеральные соли, в том числе хлорид натрия, хлорид кальция, хлорид магния, карбонат натрия, гидрокарбонат натрия, гидрокарбонат кальция, сульфаты, сульфиды, бром, соединения йода и бора, органические вещества (соединения нафтеновой кислоты и др.). Оксиды железа, алюминия и кремния также обнаружены в некоторых пластовых водах. Из состава пластовой воды известно, что она действует как агент электрохимической коррозии и осаждения солей для нефтепромыслового оборудования.

Защита металлосодержащего оборудования, используемого в нефтяной промышленности, от коррозии и выпадения солей остается актуальной проблемой, а совокупный ущерб от этих проблем в мировой экономике измеряется миллиардами долларов в год.

В ходе диссертационной работы были приготовлены двенадцать композиций, сочетающих в себе свойства защиты от коррозии и отложений солей (**таблица 5**).

**Таблица 5**  
**Компонентный состав и условные названия**  
**композиции**

№	Состав компонента	Соотношение компонентов, %	Условное наименование
1	МАРЗА-2+госсиполовая смола+керосин	5:45:50	ИКДСК - К1
2	МАРЗА-2+госсиполовая смола+керосин	7:43:50	ИКДСК – К2
3	МАРЗА-2+госсиполовая смола+керосин	9:41:50	ИКДСК – К3
4	МАРЗА-2+госсиполовая смола+керосин	11:39:50	ИКДСК – К4
5	МАРЗА-2+госсиполовая смола+керосин	13:37:50	ИКДСК – К5

6	МАРЗА-2+госсиполовая смола+керосин	15:35:50	ИКДСК – К6
7	МАРЗА-2+госсиполовая смола+дизельное топливо	5:45:50	ИКДСК - С1
8	МАРЗА-2+госсиполовая смола+дизельное топливо	7:43:50	ИКДСК - С 2
9	МАРЗА-2+госсиполовая смола+дизельное топливо	9:41:50	ИКДСК - С 3
10	МАРЗА-2+госсиполовая смола+дизельное топливо	11:39:50	ИКДСК - С4
11	МАРЗА-2+госсиполовая смола+дизельное топливо	13:37:50	ИКДСК - С5
12	МАРЗА-2+госсиполовая смола+дизельное топливо	15:35:50	ИКДСК - С6

Результаты многочисленных экспериментов, проведенных в лабораторных условиях, показали, что только две из двенадцати новых композиции - составы К-5 и Д-5 - обладают высоким защитным действием как против отложений солей, так и против коррозии (таблицы 6-9).

Как видно из таблиц, при увеличении концентрации обеих композиций от 20 мг/л до 100 мг/л защитное действие против отложений солей увеличивается. При концентрации 100 мг/л этот эффект составляет 98% у К-5, 99% у С-5.

**Таблица 6**  
**Защитный эффект композиции К-5 от солей кальция**

№	Концентрация, мг/л	Эффект защиты, %
1.	20	85
2.	30	89
3.	40	91
4.	50	93
5.	70	96
6.	100	98
7.	120	90

**Таблица 7**

**Защитный эффект композиции С-5 от солей кальция**

<b>№</b>	<b>Концентрация, мг/л</b>	<b>Эффект защиты, %</b>
1.	20	88
2.	30	91
3.	40	93
4.	50	96
5.	70	98
6.	100	99
7.	120	90

**Таблица 8**

**Защитный эффект композиции К-5 от коррозии**

<b>№</b>	<b>Концентрация, мг/л</b>	<b>Эффект защиты, %</b>
1.	20	86
2.	30	90
3.	40	92
4.	50	92
5.	70	95
6.	100	99
7.	120	89

**Таблица 9**

**Защитный эффект композиции С-5 от коррозии**

<b>№</b>	<b>Концентрация, мг/л</b>	<b>Эффект защиты, %</b>
1.	20	89
2.	30	91
3.	40	93

4.	50	94
5.	70	97
6.	100	100
7.	120	89

Как видно из результатов, приведенных в таблице 8 и таблице 9, при изменении концентрации композиции К-5 и С-5 в интервале 20-100мг/л эффект защиты от коррозии варьируется в пределах 86-99% и 89-100%, соответственно<sup>5</sup>.

Таким образом, при исследовании двенадцати композиций комплексного воздействия наиболее высоким эффектом действия

---

<sup>5</sup>Gurbanov, G.R. Investigation of the efficiency of the composition containing gossypol resin against corrosion and scaling / G.R.Gurbanov, M.B. Adigezalova // Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii Khimiya i Khimicheskaya Tekhnologiya, -2022, V. 65. № 12, -с. 76-4.

против отложений солей и коррозии обладают композиции К-5 и С-5.

**В пятой главе диссертации** рассмотрены асфальтены, смолы, парафины, являющиеся основными компонентами высокопарафинистых нефтей, и образуемые ими осадки, основные факторы, влияющие на их образование. Результаты научных исследований, проведенных в направлении решения данной проблемы, были систематизированы и проанализированы и сделан общий вывод. Показано, что мнения исследователей о механизме образования асфальтено-смоло-парафиновых отложений, а также факторах, влияющих на него, являются неоднозначными.

В последнее время появилось множество теорий, правильно объясняющих с современных взглядов образование парафиновых отложений, скопившихся на внутренней поверхности нефтепроводов. Сравнительно большее распространение среди них получила теория, объясняющая процесс образования асфальтено-смоло-парафиновых

отложений с точки зрения температуры кристаллизации твердых парафино-нафтеновых углеводородов. Показано, что данная теория не учитывает такие определяющие факторы, как адгезия, адсорбция и влияние смолоасфальтеновых компонентов на дисперсные нефтяные системы. Также в другой теории утверждается, что асфальтено-смолистые компоненты оказывают существенное влияние на процесс парафинизации на внутренней поверхности оборудования. Ученые-исследователи, выдвинувшие эту теорию, основывают процесс образования асфальтено-смоло-парафиновых отложений на коагуляционных, агрегационных и мицеллообразующих свойствах нафтеновых углеводородов и асфальтенов в дисперсной нефтяной системе.

Анализ многочисленных научно-исследовательских работ проводимых в направлении устранения сложности, возникающей в системе сбора-транспортировки высокопарафинистых видов нефти как в нашей республике, так и в зарубежных странах показывает необходимость устранения процессов коррозии и осаждение парафинов для эффективной транспортировки этого типа нефти. Однако в опубликованных научных статьях, а также в диссертациях, выполненных в этом направлении, в целях повышения эффективности системы сбора и транспортировки высокопарафинистых нефтей отдельная группа авторов считает целесообразным устранение коррозии, а другие только осаждения парафина. Исходя из того, что для получения более высокого с экономической точки зрения эффекта в системе сбора и транспортировки высокопарафинистых видов нефти целесообразнее разработать эффективную технологию одновременного устранения обоих факторов, создающих осложнения, а именно процессов коррозии и парафинообразования в системе высокопарафинистых нефтей, в ходе выполнения диссертационной работы проводились исследования в этом направлении. По этой причине были выбраны отечественные и зарубежные реагенты против коррозии и парафиноотложений и определено их защитное действие в лабораторных условиях.

В данной главе приведены соответствующие экспериментальные результаты, влияния присадок «Дифрон-4201» и «Дифрон-3970» производства компании «ЭКОС-1» РФ на модельную нефть, приготовленную в лабораторных условиях температуру ее замерзания, тиксотропные свойства, эффективность вязкости этой нефти, а также на образующиеся асфальтено-смоло-парафиновые осадки.. Вместе с тем, в пятой главе рассмотрено влияние новой композиции на основе «Дифрон-4201» и МАРЗА-1 на температуру замерзания высокопарафинистой нефти и скорость коррозии в сероводородных пластовых водах и отражены вопросы разработки новых технологий транспортировки высокопарафинистых нефтей.

Физико-химические параметры отобранной для исследования модельной высокопарафинистой нефти приведены в **таблице 10**.

**Таблица 10**  
**Физико-химическая характеристика**  
**высокопарафинистой нефти**

<b>№</b>	<b>Параметры</b>	<b>Количество</b>	<b>Метод определения</b>
1	Содержание воды в пробе, %	0.2	ГОСТ 2477-2014
2	Плотность, $\rho_4^{20}$ кг/м <sup>3</sup>	894.3	ГОСТ 3900-85
3	Содержание парафина, %	11.6	ГОСТ 11851-85
4	Содержание смол, %	10.2	ГОСТ 11851-85
5	Содержание асфальтенов, %	5.2	ГОСТ 11851-85
6	Температура потери текучести, °С	+16	ГОСТ 20287-91
7	Температура насыщения нефти парафинов, °С	57	ГОСТ 11858-83
8	Температура плавления парафина, °С	0.22	ГОСТ 1437-75
9	Содержание серы, %	0.509	-

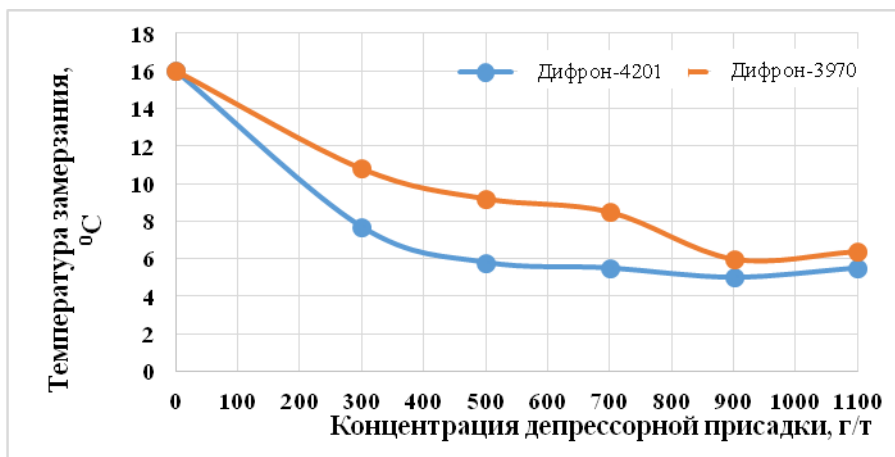


Следует отметить, что данные образцы нефти были приготовлены из товарных нефтей Наримановского и Абшеронского месторождений в соотношении 2:1.

В ходе выполнения диссертационной работы подбор и оценка эффективности депрессорной присадки были проведены, исходя из влияния ее на температуру замерзания нефти.

Влияние депрессорных присадок на температуру замерзания высокопарафинистой нефти проводили по методике РД 39-3-812-82, в качестве реагентов использовали присадки «Дифрон-3970» и «Дифрон-4201».

Анализ результатов многочисленных лабораторных испытаний показал, что депрессорная присадка «Дифрон-4201» оказывает более эффективное воздействие на температуру замерзания высокопарафинистой нефти по сравнению с «Дифрон-3970». Следует отметить, что наибольший эффект наблюдается при концентрации обеих добавок 900 г/т. Депрессорная присадка «Дифрон-3970» в указанной концентрации снижает температуру замерзания нефти с  $+16^{\circ}\text{C}$  до  $+7^{\circ}\text{C}$ , а депрессорная присадка «Дифрон-4201» до  $+5^{\circ}\text{C}$  (**рисунок 4**). Именно по этой причине в ходе исследовательских работ для воздействия на другие реологические параметры высокопарафинистой нефти была использована депрессорная присадка «Дифрон-4201».



**Рисунок 4. Влияние депрессорных присадок на температуры замерзания высокопарафинистой нефти**

В связи с вводом в эксплуатацию месторождений высокопарафинистой нефти борьба с асфальтено-смоло-парафиновыми отложениями, скапливающимися на внутренней поверхности трубопроводов и другого эксплуатируемого оборудования, в развитых странах нефтяной промышленности мира, в том числе и в нашей республике принял острый характер.

Поэтому эффективная борьба с парафиновыми отложениями считается одним из важнейших решающих вопросов. Таким образом, асфальтено-смоло-парафиновые отложения не только ухудшают технико-экономические показатели процессов добычи, сбора, транспортировки нефти по трубопроводам, хранения но и увеличивают потребность в энергии и повышают вероятность аварий.

Иными словами, накопление асфальтено-смоло-парафиновых отложений на внутренней поверхности оборудования, используемого в системе скважины–сбора-транспортировки высокопарафинистых видов нефти, приводит к технологическим осложнениям, снижению добычи, выходу из

стройка установок и оборудования, находящегося в эксплуатации до окончания срока службы.

Несмотря на существование многочисленных методов борьбы с асфальтено-смолопарафиновыми отложениями, наиболее оптимальным методом с точки зрения экономичности и простоты технологии применения является использование депрессорных присадок при транспортировке и хранении высокопарафинистых видов нефти в сложных геотехнологических условиях в нефтяной промышленности. Следует отметить, что метод применения депрессорных присадок против асфальтено-смоло-парафиновых отложений отличается от других методов не только технологической эффективностью. В то же время в этом методе эффект, получаемый при добавлении реагента при температурах выше температуры начала кристаллизации парафиновых углеводородов, не зависит от термогидродинамических условий движения нефти по трубопроводу. Именно по этой причине в ходе диссертационной работы в лабораторных условиях было изучено влияние депрессорной присадки «Дифрон-4201» на процесс образования парафиновых отложений в высокопарафинистой нефти. Для этой цели был использован метод «холодной трубки», который применяется при оценке эффективности депрессорных присадок и определении оптимальной нормы расхода. Метод «холодной трубки» — метод, основанный на осаждении парафиновых отложений, отделенных от движущейся нефти на холодной металлической поверхности.

Лабораторные испытания проводились при температурах «холодной трубки» 0<sup>0</sup>С, 5<sup>0</sup>С, 10<sup>0</sup>С, 15<sup>0</sup>С, 20<sup>0</sup>С, 25<sup>0</sup>С, 30<sup>0</sup>С и в течение двух часов. Массу парафиновых отложений, собранных на поверхности за 0, 20, 40, 60, 80, 100, 120 минут при каждой температуре «холодной трубки», определяли взвешиванием на аналитических весах.

Лабораторные эксперименты проводили на образцах нефти с добавлением 300, 500, 700, 900, 1100 г/т депрессорной

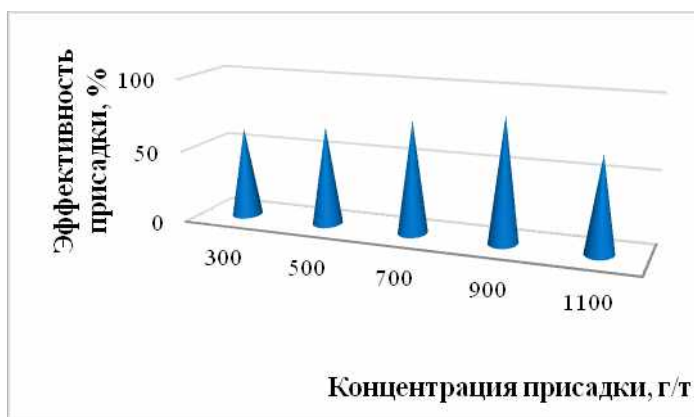
присадки «Дифрон-4201» и рассчитывали эффективность депрессорной присадки на основе следующей математической зависимости.

где,  $K$  - эффективность депрессорной присадки;

$m_1$  - масса АСПО в среде без присадки;

$m_2$  - масса АСПО в среде депрессорной присадки.

На **рисунке 5** показана эффективность депрессорной присадки против нефтяных отложений при температуре  $5^{\circ}\text{C}$  в «холодной трубе».



**Рисунок 5** Эффективность «Дифрона 4201» против парафиновых отложений

Как видно из **рисунка 5**, депрессорная присадка «Дифрон-4201» при низких температурах может использоваться как эффективное средство против асфальтено-смоло-парафиновых отложений в высокопарафинистых нефтях, а ее оптимальная норма расхода составляет  $900 \text{ г/т}^6$ .

Известно, что высокопарафинистые виды нефти являются реологически сложными жидкостями, склонными к образованию структур при низких температурах (обладающие

тиксотропными свойствами) и относятся к неоднородным и неравновесным дисперсным системам.

Причина, по которой виды нефти с высоким содержанием парафинов обладают тиксотропными свойствами, связана с наличием таких компонентов, как парафин, асфальтен и смола, которые имеют тенденцию образовывать структуру.

Исследование реологических свойств высокопарафинистых нефтей с тиксотропными свойствами показывает, что при низких температурах неньютоновские свойства нефти формируются за счет асфальтеновых, смолистых и парафиновых компонентов в дисперсном состоянии. При этом смолистые компоненты нефти придают ему эластичность, а парафиновые - нелинейно-вязкие свойства. Следует отметить, что значение реологических параметров тиксотропных видов нефти изменяется в процессе их течения и при его последующем прекращении. Во время течения парафиновая структура нефти разрушается, а при его остановке вновь восстанавливается. Другими словами, тиксотропия – это способность с течением времени восстанавливать дисперсную структуру высокопарафинистой дисперсной нефтяной системы.

Тиксотропные свойства высокопарафинистой нефти изучали по ГОСТ 1929-87 при температурах 10<sup>0</sup>С, 15<sup>0</sup>С, 20<sup>0</sup>С с помощью ротационного вискозиметра «Реотест-2». Лабораторные эксперименты проводились как без добавок, так и с различным количеством депрессорной присадки Дифрон-4201 на высокопарафинистых образцах. Определено, что с увеличением концентрации присадки площадь петли гистерезиса

---

<sup>6</sup>Гурбанов, Г.Р. Исследования влияние депрессорного присадка «Дифрон-4201» на формирование парафиноотложения в лабораторных условиях / Г.Р.Гурбанов, М.Б.Адыгезалова, С.Ф. С.М.Пашаева [и др.] // Азербайджанского нефтяного хозяйства, - 2020. №12, - с. 30-36.

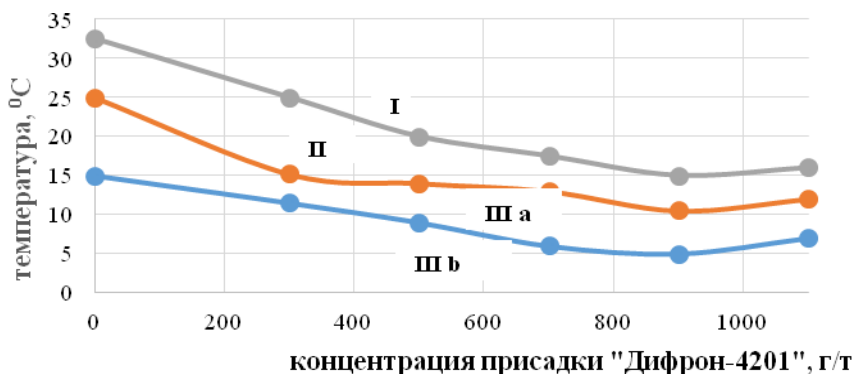
уменьшается, причем наибольшее уменьшение происходит при концентрации 900 г/т депрессорной присадки «Дифрон-4201».

Правильное определение различных реологических свойств видов нефти с разными физико-химическими показателями имеет большое значение для предотвращения энергетических потерь, которые на практике при расчете режима их движения значительны, а также для повышения эффективности их транспортировки по трубопроводу. В частности, правильное определение предельных напряжений сдвига и эффективной вязкости вязкопластичных видов нефти очень важно как для теоретических работ, так и для практического применения. Поэтому в процессе исследований в лабораторных условиях было изучено влияние депрессорной присадки «Дифрон-4201» на ряд реологических показателей высокопарафинистой нефти. Эксперименты проводились на вискозиметре «Реотес-2» в широком диапазоне температур (6<sup>0</sup>С, 8<sup>0</sup>С, 10<sup>0</sup>С, 12<sup>0</sup>С, 15<sup>0</sup>С, 20<sup>0</sup>С, 30<sup>0</sup>С, 40<sup>0</sup>С, 50<sup>0</sup>С) и в диапазоне 0,1 до 35 с<sup>-1</sup> градиента скорости. Эксперименты проводились на образцах нефти без присадок и на образцах нефти с добавлением 300, 500, 700, 900, 1100 г/т депрессорной присадки «Дифрон-4201». Значения реологических параметров исследуемой высокопарафинистой нефти определяли по модели Балкли-Гершеля. Результаты экспериментов показали, что при увеличении концентрации депрессорной присадки до 900 г/т, значение предельного напряжения сдвига нефти уменьшается; 15 при 6<sup>0</sup>С; 16,5-8<sup>0</sup>С; 18,3-10<sup>0</sup>С; 46,3-12<sup>0</sup>С-и 65,2-15<sup>0</sup>С-раза. Также значение эффективной вязкости нефти в указанных интервалах концентрации уменьшается; 5,6 при температуре 6<sup>0</sup>С; 2,6-8<sup>0</sup>С; 2,8-10<sup>0</sup>С; 3,8-12<sup>0</sup>С-и 5,1-15<sup>0</sup>С-раза.

Используя результаты проведенных экспериментов по изучению реологических свойств, зависимости предельного напряжения сдвига высокопарафинистой нефти от температуры и концентрации депрессорной присадки «Дифрон-4201», зависимости показателя консистенции нефти от температуры и концентрации депрессорной присадки «Дифрон-4201», построен

график зависимости неньютоновского индекса нефти от температуры и от концентрации депрессорной присадки «Дифрон-4201».

По результатам экспериментов с целью выяснения влияния структуры и фазовых переходов происходящих при изменении концентрации и температуры депрессорной присадки «Дифрон-4201» в высокопарафинистой нефти, на ее структурно-механические свойства был построен график, характеризующий нижеследующие зависимости (**рисунок 6**).



**Рисунок 6. Структурно-фазовые переходы высокопарафиновой нефти при различных концентрациях депрессорной присадки «Дифрон-4201»**

Кривые (1,2,3) на рисунке делят график на следующие области.

I. Поле, характеризующее молекулярно-дисперсное состояние системы

II. Область, характеризующая свободнодисперсное состояние системы

III. Поле, характеризующее связно-дисперсное состояние системы.

Зону III можно разделить на две зоны.

1. Мягкая гелевая зона с температурой от  $T_t$  до  $T_d$ .

## 2. Зона затвердевшего геля ниже температуры $T_d$ .

Кривая I на рисунке показывает зависимость температуры начала кристаллизации парафинов, кривая II температуры начала нелинейно-вязкой пластической природы и кривая III температуры замерзания нефти от концентрации депрессорной присадки «Дифрон-4201». Как видно из рисунка, значение всех трех параметров уменьшается с увеличением концентрации депрессорной присадки «Дифрон-4201», однако относительный рост наблюдается при концентрации 1100, а наибольшее снижение происходит при концентрации присадки 900 г/т.

Изучены состав и свойства асфальтено-смолопарафиновых отложений в зависимости от температуры высокопарафинистой нефти и адсорбирующей поверхности. В ходе исследования установлено, что изменение температуры высокопарафинистой нефти и «холодной трубы» влияет на групповой состав парафиновых отложений. Снижение температуры нефти приводит к уменьшению количества смол и асфальтенов. При понижении температуры модельной нефти и «холодной трубы» до температур, близких к температуре замерзания нефти, происходит изменение состава и молекулярно-массового распределения n-алканов в нефтяных отложениях за счет выделения низкомолекулярных парафиновых углеводородов. При добавлении в модельную нефть депрессорной присадки «Дифрон-4201» происходит уменьшение доли парафиновых углеводородов с атомами углерода  $C_{17}$ - $C_{40}$  в осадке и увеличение количества n-алканов с меньшим значением молекулярной массы. Уменьшается количество смол и асфальтенов в групповом составе осадков. Подобные изменения в составе нефтяных отложений приводят к улучшению их реологических свойств. В ходе диссертационной работы было исследовано влияние композиции «Дифрон-4201» и «Дифрон-4201+Марза-2=90:1» (условное название М-3) на динамическую вязкость видов нефти из месторождений Мурадханлы и Сангачал. Полученные результаты показали, что новый состав М-3 в концентрации 900 г/т оказывает более



эффективное действие по сравнению с депрессорной добавкой «Дифрон-4201» (таблицы 11-12)<sup>7</sup>.

**Таблица 11**

**Влияние композиции М-3 на динамическую вязкость нефти месторождения Мурадханлы**

Напряжен ие сдвига $\sigma$ , Па	динамической вязкости без присадки и композиции М-3 в количестве 900 г/т., sPz					
	20 °С		10°С		5°С	
	товарная нефть	нефть с присадкой	товарная нефть	нефть с присадкой	товарная нефть	нефть с присадкой
18.09	652.1	281.1	938.8	391.2	1234.3	561.0
21.71	396.8	165.3	625.9	240.7	678.1	308.2
21.94	246.8	94.9	397.3	141.9	406.7	184.8
25.34	127.8	42.6	243.4	76.1	260.8	108.6
27.57	78.8	30.3	135.4	42.3	177.1	73.8
31.19	48.8	16.3	81.0	27.0	104.1	34.7
34.81	27.6	6.0	48.5	17.3	69.3	23.1
37.04	15.2	5.8	30.7	9.0	44.2	13.0
48.74	13.7	3.6	19.5	5.4	31.1	9.7
55.99	7.5	1.9	12.0	3.2	18.5	5.4
63.23	5.6	1.2	7.5	2.5	10.6	3.5
70.48	3.9	0.8	5.2	1.3	6.9	2.0

<sup>7</sup>Gurbanov, H.R. Research of the rheo-physical and chemical properties of commercial oil through the use of additives / H.R. Gurbanov, G.N. Abdullayeva, G.A. İsayeva Processes of petrochemistry and oil refining, 2022, V.24, №3, p. 413-418

**Таблица 12**

**Влияние композиции М-3 на динамическую вязкость  
нефти месторождения Сангачалского**

Напряжени е сдвига $\sigma$ , Pa	динамической вязкости без присадки и с композиции М-3 в количестве 900 г/т., sPz					
	20 °С		10 °С		5 °С	
	товарная нефть	нефть с присадкой	товарная нефть	нефть с присадкой	товарная нефть	нефть с присадкой
18.09	657.1	273.8	751.0	312.9	1126.6	512.1
21.71	401.6	154.5	469.4	195.6	625.9	284.5
21.94	218.9	78.2	287.8	110.7	375.4	170.6
25.34	144.2	48.1	156.4	55.9	208.6	231.8
27.57	72.8	22.8	83.3	27.8	114.6	71.6
31.19	40.4	12.7	52.0	5.8	69.4	43.4
34.81	27.6	11.5	34.6	15.8	41.5	34.6
37.04	13.3	4.4	19.1	7.3	28.7	23.9
48.74	6.7	3.0	11.4	5.7	19.5	13.9
55.99	3.7	1.5	6.9	2.9	13.3	8.3
63.23	2.1	0.9	5.6	2.8	8.3	4.6
70.48	1.3	0.3	3.0	1.1	5.2	2.6

Так, в образце нефти Мурадханлы динамическая вязкость новой композиции по сравнению с присадкой «Дифрон-4201» снижается в 2 раза при 20<sup>0</sup>С, в 1.8 раза при 10<sup>0</sup>С, в 2.2 раза при 5<sup>0</sup>С, а в образце Сангачальской нефти 2, 2.1 и 2 раза, соответственно.

В лабораторных условиях изучено влияние композиции на основе смолы Гассипол (условное название М-4) на кинетику образования осадков и состав нефтяных отложений в высокопарафинистой нефти.

Как видно из таблицы, количество парафиновых отложений изменяется обратно пропорционально температуре и прямо пропорционально времени.

Наибольшее количество парафиновых отложений образуется при температуре 20<sup>0</sup>С, а количество выпавшего парафина составляет 28,7%. Однако при той же температуре количество отложений в нефти, в которое добавлена композиция, снижается в 4 раза, а защитное действие реагента составляет 76%.

В **таблице 13** приведены результаты образования осадков на «холодной трубе» при различных температурах и в разное время для нефти без реагента и с добавленной композицией (700 г/т).

С повышением температуры нефти защитная активность композиций снижается и составляет 57% при 30<sup>0</sup>С, 39% при 40<sup>0</sup>С и 6,5% при 50<sup>0</sup>С<sup>8</sup>.

**Таблица 13**  
**Количество накопленного на поверхности «холодной трубы» (масса, %) осадка от высокопарафиновой нефти**

Время, минута	Температура, <sup>0</sup> С							
	20 <sup>0</sup> С		30 <sup>0</sup> С		40 <sup>0</sup> С		50 <sup>0</sup> С	
	1	2	1	2	1	2	1	2
5	17.6	5.3	13.0	5.9	12.3	7.5	6.1	5.3
10	20.2	6.3	13.6	6.5	13.2	8.0	6.2	5.8
15	24.3	7.1	15.7	7.3	14.1	8.5	6.0	5.8
30	26.8	7.3	17.7	8.3	15.0	8.9	7.6	6.3
50	28.7	7.3	19.8	8.5	15.5	9.5	7.8	7.3

1–Высокопарафинистая нефть без реагента

2–Высокопарафинистая нефть с композицией.

<sup>8</sup>Адыгезалова, М.Б. Комбинированного ингибитора для нефтегазовой промышленности//Журнал Практика противокоррозионной защиты.- Т.25.- 2020. №2 (25), с.34-44.

Для обоих образцов нефти, по результатам экспериментов при различных температурах была рассчитана скорость образования отложений и полученные результаты приведены в **таблицах 14-15**. Как видно из таблицы 13, скорость образования парафиновых отложений существенно зависит от температуры нефти.

**Таблица 14**  
**Скорость осаждения в сырой нефти (без композиции)**

Время, минута	5	10	20	30	40	50
$T_{\text{нефть}} \text{ } ^\circ\text{C}$	скорость образования осадка; Дм/Дт, г/мин.					
20	3.15	1.85	1.26	1.1	1.0	0.7
30	2.3	1.25	0.8	0.7	0.5	0.4
40	1.75	1.2	0.75	0.6	0.55	0.3
50	0.75	0.42	0.36	0.3	0.28	0.2

Так, повышение температуры от  $20^\circ\text{C}$  до  $30^\circ\text{C}$  приводит к снижению скорости образования парафиновых отложений в 1.5 раза, до  $40^\circ\text{C}$  в 2.3 раза и до  $50^\circ\text{C}$  в 3.5 раза.

Во всех изученных диапазонах температур наибольшая скорость выпадения осадков наблюдается в первые пять минут процесса. По мере увеличения продолжительности процесса скорость снижается в 3-4 раза в зависимости от температуры.

**Таблица 15**  
**Скорость осаждения в нефти с композицией**

Время, минута	5	10	20	30	40	50
$T_{\text{нефть}} \text{ } ^\circ\text{C}$	скорость образования осадка; Дм/Дт, г/мин.					
20	1.4	0.8	0.6	0.5	0.4	0.3
30	0.8	0.6	0.4	0.3	0.2	0.17
40	0.7	0.5	0.3	0.2	0.18	0.14
50	0.5	0.3	0.2	0.18	0.14	0.12

За счет влияния композиции снижается скорость осаждения в высокопарафинистой нефти (таблица 15). По сравнению с нефтью без добавленного реагента скорость снижается в среднем в 2,3 раза в диапазоне температур 20-30<sup>0</sup>С. Однако при температурах 40-50<sup>0</sup>С скорость образования осадка снижается в 1,5 раза в нефти без реагента и добавленной реагентами нефти, и это также зависит от температурного фактора. Следует отметить, что для выбора более выгодного метода борьбы с асфальтено-смоло-парафиновыми отложениями важно знать информацию о кинетике образования отложений, а также групповом составе нефтяных отложений. В табл. 15 представлен групповой состав отложений, образовавшихся при температуре 30<sup>0</sup>С.

В зависимости от накопления нефтяных месторождений групповой состав асфальтено-смоло-парафиновых отложений не остается постоянным и изменяется. Из анализа результатов экспериментов установлено, что количество парафиновых углеводородов в отложении, полученном в течение первых 5-15 минут в исходной нефти, резко увеличивается и практически не изменяется в последующие периоды (таблица 16).

Такая зависимость согласуется с результатами по скорости образования осадка. С другой стороны, с течением времени соотношение РК/АСв составе АСПО в исходной нефти увеличивается с 1.2 до 2.2. Это свидетельствует о том, что осадок содержит парафин и что парафиновые углеводороды играют решающую роль в процессе образования осадка. Однако после применения композиции количество парафиновых углеводородов в АСПО снижается на 8-13% в зависимости от времени по сравнению с исходной нефтью.

ММР (молекулярно-массовое распределение) парафиновых углеводородов в образцов, отобранных в течение 30 минут в сырой нефти, практически не меняется. Однако через 60 минут после начала испытаний наблюдается увеличение процентного содержания низкомолекулярных n-алканов. Судя по изменению состава парафиновых углеводородов в зависимости от времени,

можно сказать, что в первую очередь количество отложений нефти формируется за счет твердых н-алканов, а на последней стадии - низкомолекулярных н-алканов. Полученный результат согласуется с результатами группового состава нефтяных отложений. Таким образом, в осадке, образующемся в начале испытания, увеличивается количество асфальтеновых компонентов, удерживающих твердые парафиновые углеводороды в АСПО. Однако уменьшение количества твердых углеводородов вызывает уменьшение процентного содержания асфальтенов в осадке (в интервале 30-60 минут).

**Таблица 16**  
**Групповой состав сформировавшихся осадков при**  
**температуре 30 °С**

Образец осадка	Время, минута	Количество компонентов, %				
		ШФУ	ПУ	Смола	асфальтен	ПУ/АС
нефть		81.1	8.7	3.1	4.1	1.2
первичная нефть	5	62.27	38.8	13.3	14.3	1.6
нефть+комп.		64.45	34.1	12.1	13.6	1.5
первичная нефть	10	64.43	50.3	10.7	15.6	2.3
нефть+комп.		64.46	43.8	13.5	12.7	1.7
первичная нефть	15	69.06	50.9	11.5	9.8	2.4
нефть+комп.		64.66	43.8	15.8	7.6	1.9
первичная нефть	30	71.26	50.2	12.1	6.9	2.6
нефть+комп.		64.96	46.2	19.1	6.0	1.8
первичная нефть	50	66.96	54.2	16.3	8.2	2.2
нефть+комп.		70.26	47.3	12.1	9.7	2.2

*ШФУ–широкая фракция углеводородов*

*ПУ-парафиновые углеводороды*

*АС– компоненты -асфальтен-смола*

ММР проценты n-алканов в осадке, образующемся через 5-50 минут из композитной нефти, имеет иной характер.

В первые пять минут по сравнению с исходной нефтью увеличивается массовая доля отложений с низким числом атомов углерода, а затем и с высоким. В течение 5-30 минут эксперимента по сравнению с нефтью без реагента, добавленная композиция вызывает увеличение концентрации низкомолекулярных углеводородов и снижение концентрации твердых n-алканов (таблица 17).

**Таблица 17**  
**Зависимость содержания ПУ в нефтяном осадке от времени образования осадка**

Образцы отложений	Время, мин	Массовая доля, %		
		УС <sub>12</sub> – С <sub>16</sub>	УС <sub>17</sub> – С <sub>33</sub>	УС <sub>12</sub> – С <sub>16</sub> / УС <sub>17</sub> – С <sub>33</sub>
первичная нефть	5	27.06	73.1	0.37
нефть+комп.	5	30.9	64.9	0.48
первичная нефть	10	25.6	73.9	0.35
нефть+комп.	10	28.6	70.7	0.40
первичная нефть	15	25.1	75.5	0.33
нефть+комп.	15	30.8	68.2	0.45
первичная нефть	30	25.5	72.7	0.35
нефть+комп.	30	31.5	67.3	0.47
первичная нефть	50	29.4	70.4	0.42
нефть+комп.	50	13	79.5	0.16

Композиция сохраняет значительную часть парафиновых углеводородов в объеме нефти в указанный период. Поэтому их количество меньше в составе нефти по сравнению с нефтью без реагента.

Количество твердых углеводородов в осадке, образовавшемся из нефти с композицией за 60 минут, значительно выше, чем в осадке, собранном за 5-30 минут. Такое различие в составе осадков, вероятно, связано с

уменьшением способности композиции удерживать твердые углеводороды в объеме нефти, в результате чего твердые ПК переходят в осадок.

Известно, что депрессорные присадки, применяемые против парафиновых отложений в высокопарафинистых видах нефти в странах с развитой нефтяной промышленностью, представляют собой полимерные вещества органического происхождения.

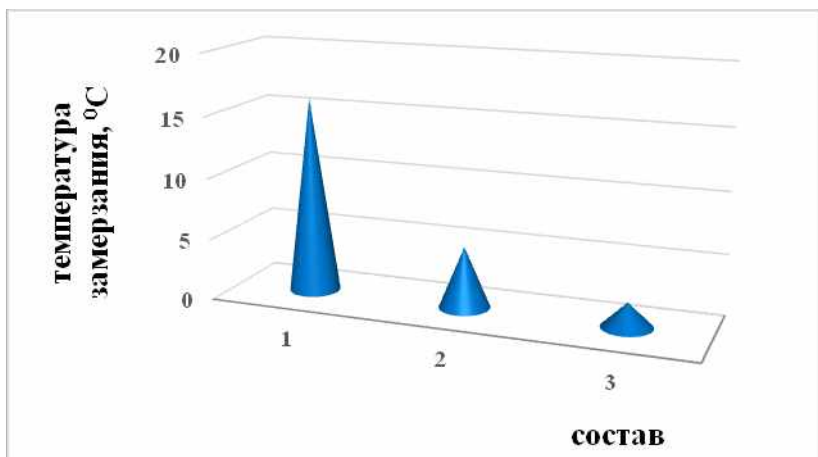
Из-за трудностей с получением таких веществ их отпускная цена достаточно высока. Поэтому применение депрессорных присадок при трубопроводном транспортировании высокопарафинистых видов нефти в большинстве случаев менее выгодно, чем другие существующие способы. Однако, несмотря на все это, способ применения депрессорных присадок имеет такие преимущества, как значительное улучшение реологических параметров высокопарафинистых видов нефти, стабильность воздействия присадки на нефть, простота реализации процесса и низкие капитальные затраты при его реализации. Именно по этой причине, исходя из указанных преимуществ, важно сохранить его надежность за счет существенного снижения затрат на депрессорные присадки и эксплуатационных затрат на подогрев высокопарафинистого масла при применении присадки. С другой стороны, как уже говорилось выше, имеющиеся настоящее время депрессорные присадки синтезируются на основе дорогостоящих химикатов, и создание присадок на основе более дешевого сырья в ближайшем будущем не предвидится. По этой причине для сохранения преимущества применения депрессорных присадок к высокопарафинистым маслам разработка новых технологий применения, направленных на снижение затрат, и тестирование их предварительно в лабораторных условиях является одним из важнейших вопросов. С другой стороны, одной из важных задач, решаемых при трубопроводном транспортировании высокопарафинистых видов нефти, является защита от коррозии



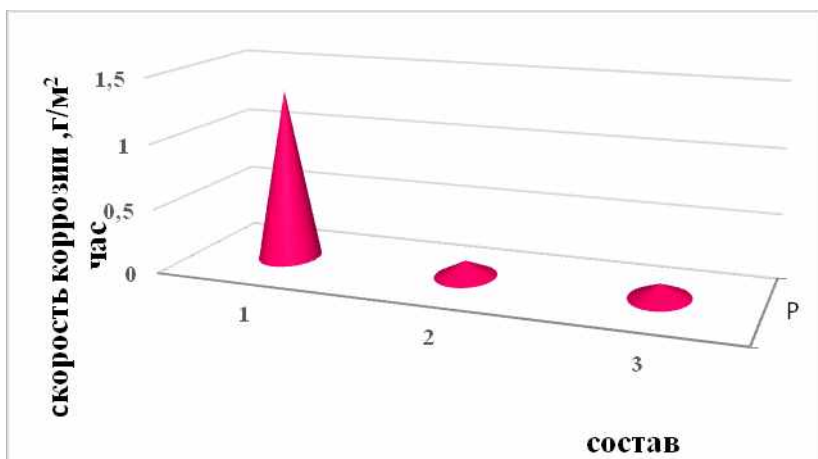
внутренней поверхности трубопроводов. Следует отметить, что одним из факторов, повышающих вязкость нефти при транспортировке и затрудняющих ее течение, является процесс коррозии, происходящий на внутренней поверхности трубопровода. Таким образом, при коррозионном процессе, протекающем на внутренней поверхности трубопровода, нарушение гладкости поверхности, образование продуктов коррозии увеличивают скорость процесса осаждения парафинов и вязкость нефти, а также приводят к формированию асфальтено-смолистых отложений, играющих роль центров кристаллизации парафиновых углеводородов.

Как уже говорилось, при коррозии теряется гладкость внутренней поверхности трубопровода и поверхность становится шероховатой. При этом происходит более интенсивное прилипание парафиновых отложений к поверхности и увеличение их количества. Поэтому для повышения эффективности системы сбора и транспортировки высокопарафинистых видов нефти целесообразнее решать проблемы парафиноотложения и коррозии одновременно, на принципах комплексного подхода. Другими словами, необходимо подготовить реагент или композицию, обладающий одновременно высоким действием против электрохимической коррозии и осаждения парафинов. С этой точки зрения впервые приготовлена новая композиция из различных мольных соотношений реагентов «Дифрон-4201» и МАРЗА-1 разного назначения (условное название М-5) и изучена ее влияние на температуру замерзания высокопарафинистой нефти и скорость коррозии в сероводородной пластовой воде, отобранной из скважины № 1082 НГДУ «Бибиэйбатнефть».

По результатам многочисленных лабораторных испытаний установлено, что именно композиция М-5 оказывает более высокий эффект как по защите от коррозии, так и по снижению температуры замерзания образца высокопарафинистой нефти (рисунки 7, 8).



**Рисунок 7. Влияние композиции («Дифрон-4201»+МАРЗА-1=70:1) на температуру замерзания высокопарафинистой нефти. 1-нефть, 2- нефть +900г/т "Дифрон-4201", 3- нефть + композиция М-5**



**Рисунок 8. Влияние композиции М-5 на скорость коррозии в сероводородных пластовых водах. 1-слоеная вода, 2-слоеная вода + 10 мг/л МАРЗА-1, 3-слоеная вода + композиция М-5**

Так, если депрессорная присадка «Дифрон-4201» снижает температуру замерзания нефти с  $+16^{\circ}\text{C}$  до  $+5^{\circ}\text{C}$  при концентрации 900 г/т, то новая композиция снижает температуру замерзания до  $+2^{\circ}\text{C}$ .

Как видно из рисунка 7, новая композиция снижает скорость коррозии в сероводородных пластовых водах больше, чем реагент МАРЗА-1. Таким образом, по результатам многочисленных лабораторных экспериментов установлено, что новая композиция обладает высокой эффективностью защиты от парафиноотложения и коррозии, а также позволяет снизить расход депрессорной присадки с 900 г/т до 700 г/т.

Разработана технология применения новой композиции, приготовленной в лабораторных условиях, на высокопарафинистой нефти в промысловых условиях при трубопроводном транспортировании и разработана новая технологическая схема для реализации в промысловых условиях.

При применении новой композиции на высокопарафинистой нефти предлагается использовать следующее технологическое оборудование:

- емкость для приготовления раствора присадки;
- емкость для хранения раствора присадки;
- емкость для хранения реагента МАРЗА-1,
- емкость для хранения растворителя;
- дозирующая емкость;
- насос-дозатор.

Емкости должны быть снабжены градуированными показателями количества и нагревателем.

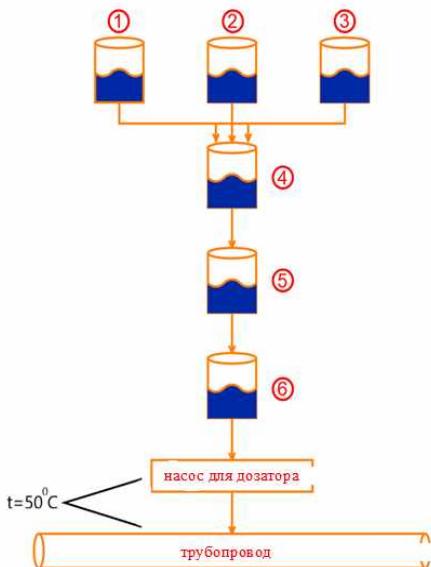
Технологические параметры устройств должны быть следующими.

- давление в емкостях – атмосферное давление;
- температура раствора присадки в емкостях  $35-400^{\circ}\text{C}$ ;
- температура нефти при добавлении присадки  $50-600^{\circ}\text{C}$ .

На **рисунке 9** представлена простая технологическая схема, предложенная для реализации процесса закачки

многофункциональной новой композиции в нефть, движущейся по трубопроводу.

Предлагаемая технология обеспечивает одновременное решение двух основных проблем – отложения парафинов и внутренней поверхностной коррозии оборудования, вызывающих осложнения в системах сбора и транспортировки высокопарафинистых видов нефти, а также обеспечивает высокую экономическую эффективность.



**Рисунок 9** Принципиальная технологическая схема применения состава ("Дифрон-4201"+МАРЗА-1=70:1) к высокопарафиновым нефтям. 1-емкость для присадки «Дифрон-4201»; емкость для реагента 2-МАРЗА-1; 3-емкость для растворителя; 4-емкость смесителя; 5- дозирующая емкость

## ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

1. В результате проведенных экспериментальных исследований установлено, что осложнения, возникающие в системе скважинного сбора и транспортировки различных видов нефти, в основном вызваны аномальными изменениями значений реологических параметров и других показателей качества при смешивании «нежелательных» дисперсных нефтяных систем, неподчиняющихся общепринятому правилу аддитивности.

2. Впервые в результате многократных исследований, проведенных экспресс-методом, разработанным на основе теста «капельной пробы», определена возможность прогнозирования предела обводнения видов нефти, по динамике изменения вододиспергирующей способности видов нефти.

3. На основании лабораторных исследований с учетом фактора несовместимости определена необходимость соблюдения принципа рационального смешения при смешивании с целью повышения эффективности подготовки нефтяных смесей к транспортировке.

4. Показано, что при определенном пределе растворяющей способности, а также при смешивании в зависимости от соотношения составляющих компонентов наблюдаются неаддитивные особенности растворяющей способности осаждения асфальтенов из сырой нефти.

5. Было установлено, что в результате взаимовлияния нефтей при их смешении могут наблюдаться образование различных пробок в силу аномальных изменений практически важных параметров, таких как вязкость, температура, застывания нефти, объём и др.

6. Показано что, по данным транспортировки реологически сложных нефтяных смесей можно диагностировать реологические свойства последних (время релаксации и вязкость).

7. Результаты экспериментальных исследований показали, что с ростом водонасыщенности нефтяных эмульсий расход реагента -деэмульгатора при их деэмульсации будет уменьшаться. Установлено, что не снижая эффективность процесса обезвоживания нефтей можно значительно уменьшить расход применяемого деэмульгатора.

8. Установлено, что реагенты МАРЗА-1 и МАРЗА-2, обладающие бактерицидно-ингибирующими свойствами, которые можно производить на основе местного сырья, и композиции серии П, приготовленные на их основе обладают высокой защитной и бактерицидной эффективностью за счет снижения скорости коррозии до минимума при оптимальной концентрации 10 мг/л.

9. В результате экспериментальных исследований установлено, что оптимальная концентрация депрессорной присадки «Дифрон-4201» существенно влияет на температуру замерзания, процесс выделения парафинов, предельное напряжение сдвига и эффективную вязкость, а также структурно-механические свойства в высокопарафинистой нефти составляют 900 г/т.

10. При исследовании влияния нового состава М-5 на температуру замерзания высокопарафинистой нефти и скорость коррозии в сероводородной пластовой воде установлено, что по сравнению с компонентами «Дифрон-4201» и МАРЗА-1 получены высокоэффективные результаты: температура замерзания снизилась в 8 раз, а скорость коррозии - в 132,6 раза.

11. При изучении влияния изменения температуры высокопарафинистой нефти и «холодной трубы» на групповой состав парафиновых отложений установлено, что снижение температуры нефти приводит к уменьшению количества смол и асфальтенов, а также понижение температуры нефти и «холодной трубы» до температур, близких к температуре замерзания нефти, вызывает изменение состава и молекулярно-массового распределения n-алканов в нефтяных отложениях

засчет выделения низкомолекулярных парафиновых углеводородов.

12. Экспериментальные исследования показали, что при добавлении депрессорной присадки «Дифрон-4201» в высокопарафинистую нефть доля парафиновых углеводородов с атомами углерода  $C_{17}$ - $C_{40}$  в осадке уменьшается и увеличивается количество н-алканов при меньшем значении молекулярная массы, при этом количество смол и асфальтенов уменьшаются. Такие изменения приводят к улучшению реологических свойств нефти.

13. Из анализа полученных результатов зависимости скорости образования осадка от времени установлено, что наибольшая скорость фиксируется в первые минуты во всех температурных интервалах, а количество нефтяного осадка в первые моменты образуется за счет твердых н-алканов и, в конечном итоге, низкомолекулярных н-алканов. Установлено, что под действием новой композиции М-4 снижается скорость образования осадка в нефти. Причина снижения скорости заключается в том, что композиция удерживает твердые кристаллы парафина в объеме нефти, что, в свою очередь, приводит к изменению группового состава осадков.

14. Результаты многочисленных экспериментов, проведенных в лабораторных условиях, показали, что новые композиции К-5 и С-5 обладают высокой эффективностью защиты как от солевых осадков, так и от коррозионных процессов.

15. Впервые отработана технология применения многофункциональной композиции М-5 при транспортировке высокопарафинистых видов нефти в промысловых условиях против внутренней поверхностной коррозии и процесса парафинизации и предлагается широкое использование новых композиций против осложнений, которые могут возникнуть в системе сбора-транспортировки высокопарафинистых видов нефти в промысловых условиях.

**Основное содержание диссертации опубликовано в следующих научных работах:**

1. Исмайылов, Г.Г., Проявление «несовместимости» в нефтяных смесях / Г.Г. Исмайылов, Р.Л. Зейналов, М.Б.Адыгезалова // Теоретическая и прикладная механика,-2016.Т.11.№-4,-с.114-117.

2. Адыгезалова, М.Б., Нурмамедова, Р.Г., Халилов, Р.З. Диагностика эффективности эмульсации нефтей на основе «капельной пробы»/ Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» Юбилейной 70-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2016, -18-20 апреля, -с. 349.

3. Адыгезалова М.Б., Зейналов Р. Л., Бабиоров Г.Н. О взаимовлиянии составов нефтей при их смешении / Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» XI Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» 8-10 февраля, 2016 г., с. 140

4. Исмайылов, Г.Г., Исследование влияния реагентов-деэмульгаторов на кинетику обезвоживания реологически сложной нефти / Г.Г. Исмайылов, М.Б.Адыгезалова, Е.И. Избасаров, Р.З. Халилов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело,- 2017.Т.16.№2,-с.138-147.

5. İsmayılov, Q.Q. Neft qarışıqlarının reo-nano kimyəvi xüsusiyyətləri haqqında / Q.Q. İsmayılov, V.X. Nurullayev, M.B. Adıgözəlova // Azərbaycan Mühəndislik Akademiyasının Xəbərləri-Beynəlxalq elmi-texniki jurnal,-2017.-№ 4(9),-s.75-85.

6. İsmayılov, Q.Q. Hələtmə qabiliyyətinə görə neft qarışıqlarının “azruolunmaz”lığının diaqnostikası / Q.Q. İsmayılov,



М.В. Адигözəлова, Ф.В. İсмәйілова// Azərbaycan Neft Тəsərrüfatı,- 2018.-№11, -s.36-39.

7. Ismayilov G. G., Adigozelova M.B. Specific problems caused by oil mixtired in oi-gas exrtaxtion / İnternational Conference Dedicated to the 90<sup>th</sup> Anniversary of Academician Azad Mirzajanzade, 13-14 december, -2018. Baku , -p.442-444

8. Qurbanov, H.R. Neft mädən avadanlıqlarının korroziyadan mühafizəsində bakterisid – inhibitorun təsirinin tədqiqi / H.R.Qurbanov, M.B.Adigözəлова, S.M.Məmmədli // Azərbaycan Neft Тəsərrüfatı, -2019. №1, -s. 38-41.

9. Adigözəлова, M.B. Neftlərin qrup tərkibinə onların qarışmasının təsiri haqqında/ M.B. Adigözəлова //Azərbaycan Mühəndislik Akademiyasının Xəbərləri- Beynəlxalq elmi-texniki jurnal, -2019.-№2(11), - s.57-62.

10. Гурбанов, Г.Р. Исследование защитные свойства универсальный ингибитор коррозии для нефтегазовой промышленности / Г.Р Гурбанов, М.Б. Адыгезалова, С.М.Маммадлы //Журнал Практика противокоррозионной защиты, 2019, Т.24, №1, с.29-49

11. İсмәйілов, Q.Q. Neftlərin qarışması zamanı mikroskopik struktur dəyişmələrinin makroskopik parametrlərə təsiri/ Q.Q.İsmayilov, M.B. Adigözəлова // Azərbaycan Neft Тəsərrüfatı, - 2019,- №4, -s.38-41.

12. Исмайылова, Ф.В. Об эффективности подготовки нефтяных смесей при наличии «черных» эмульгаторов/ Адыгезалова, М.В. Ф.В Исмайылова., Г.А.Зейналова, Р.З.Халилов // Материалы международной научно-практической конференции «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений», Газақыстан,, 2019, 2-том.с.14-20

13. Адыгезалова, М.В. Прогнозирование количества осаждаемых балластов при смешивании нефтей / М.В. Адыгезалова // Нефтепромысловое дело,-2020.-№7, -с. 66-71.

14. Адыгезалова, М.В. Комбинированного ингибитора для нефтегазовой промышленности /М.В. Адыгезалова// Журнал Практика противокоррозионной защиты, 2020, Т.25, №2, с.34-44

15. Гурбанов, Г.Р. Исследование универсального комбинированного ингибитора для нефтегазовой промышленности / Г.Р.Гурбанов, М.Б.Адыгезалова, С.М.Пашаева // Изв. вузов. Химия и хим. технология, -2020. - V.63. №10, -с.78-89.

16. İsmayılov, Q.Q. Ballastların neft qarışıqlarının makroskopik parametrlərinə təsirinin tədqiqi / Q.Q. İsmayılov, M.B.Adıgözəlova, F.B.İsmayılova [və b.].// Azərbaycan Mühəndislik Akademiyasının Xəbərləri- Beynəlxalq elmi-texniki jurnal, -2020,-№ 1(12), -s.51-59.

17. Ismayilov, G.G.Impact of asphaltene concentration on macroscopic parameters of oil mixtures/ G.G.Ismayilov, M.B. Adigozelova // Azərbaycan Mühəndislik Akademiyasının Xəbərləri- Beynəlxalq elmi-texniki jurnal, -2020, -№3 (12), -p.77-81.

18. Гурбанов, Г.Р. Влияние депрессорных присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений в высокопарафинистой нефти / Г.Р.Гурбанов, М.Б.Адыгезалова, С.М.Пашаева // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, -2020. №1, -с.23-28.

19. Адыгезалова, М.Б. Исследование многофункционального ингибитора коррозии / М.Б.Адыгезалова// XXXIII Международная научно-практическая телеконференция «Российская наука в современном мире», Москва , 15 октября 2020, с. 43-48

20. Hacizade, S.G. Forecasting of precipitation of high-molecular chemical compounds in oils./ International conference on “Actual problems of chemical engineering, APCE – 2020, dedicated to the 100th Anniversary of the ASOİU, December 24-25, -2020, Baku, Azerbaijan,-p.164-167.

21. Qurbanov, H.R. Laboratoriya şəraitində kompozit reagentlərin bakteresid xassələrinin tədqiqi / H.R.Qurbanov, M.B.Adıgözəlova, S.M.Paşayeva // Azərbaycan Mühəndislik Akademiyasının Xəbərləri, - 2020. -Cild 12. № 1, -s. 83-87.

22. Gurbanov, G.R. Study of the effect of difron-4201 reagent on the structure of high-molecule oil compounds of oil in laboratory /

G.R. Gurbanov, S.M. Pashayeva International conference on “Actual problems of chemical engineering, APCE – 2020, dedicated to the 100th Anniversary of the ASOİU, December 24-25, 2020, Baku, Azerbaijan,-p.15-18.

23. Гурбанов, Г.Р. Исследования влияние депрессорного присадка «Дифрон-4201» на формирование парафиноотложения в лабораторных условиях / Г.Р.Гурбанов, М.Б.Адыгезалова, С.Ф.С.М.Пашаева [и др.] // Азербайджанского нефтяного хозяйства, - 2020. №12, - с. 30-36.

24. Qurbanov, H.R. Laboratoriya şəraitində MARZA-1 reagentinin bakterisid xassəsinin tədqiqi / H.R.Qurbanov, S.F.Əhmədov, M.B.Adigozalova, [və b.] // Azərbaycan neft təsərrüfatı, -2021. №2, -s. 33-39.

25. Gurbanov, G.R. Investigation of the surface tension coefficient of the depressant additive and components oil / G.R.Gurbanov, M.B. Adigezalova, S.M. Pashayeva // Azərbaycan Mühəndislik Akademiyasının Xəbərləri- Beynəlxalq elmi-texniki jurnal, -2021, Cild. 13. № 12, -p. 89-94.

26. Gurbanov, G.R. Investigation of the efficiency of the composition containing gossypol resin against corrosion and scaling / G.R.Gurbanov, M.B. Adigezalova // Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii Khimiya i Khimicheskaya Tekhnologiya, -2022, V. 65. № 12, -p. 76-84.

27. Nurullayev, V.X. Neftlərin sulaşma dərəcəsinin onların reoloji parametrlərinə təsirinin tədqiqi / V.X.Nurullayev, M.B. Adıgözəlova, R.Q. Nurməmmədova // Azərbaycan Ali Texniki Məktəblərinin Xəbərləri, -2022.-№1(12), -s.4-14.

28. Gurbanov, H.R, The research of gassipol-based composition influence on paraffin sediment/ H.R. Gurbanov, M.B. Adigezalova, G.N. Abdullayeva, [and et.all]// Processes of petrochemistry and oil refining, -2022. V.23. №2, -p. 249-258.

29. Nurullayev, V.X. Yüksəközlüklü neftlərin hazırlanması və nəqlinə kimyəvi reagentlərin təsirinin tədqiqi. / V.X. Nurullayev, M.B.Adıgözəlova, R.Q. Nurməmmədova// Azərbaycan ali texniki məktəblərinin xəbərləri, -2022, Cild 17, №6, -s.108-117.

30. Гурбанов, Г.Р. Investigation of the efficiency of the composition containing gossypol resin against corrosion and scaling/ Г.Р.Гурбанов, М.Б.Адыгезалова //Изв. вузов. Химия и хим. технология.- 2022, Т. 65, Вып 12, -с. 76-84.

31. Gurbanov, H.R. Research of the rheo-physical and chemical properties of commercial oil through the use of additives/ H.R. Gurbanov, M.B. Adigezalova, G.N. Abdullayeva,[and et.all] // Processes of petrochemistry and oil refining, -2022, V.24, №3,- p.413-418.

**Личный вклад соискателя в произведениях, выполненных в соавторстве:**

[9], [13], [14], [19] – выполнялось самостоятельно.

[10], [16], [18], [20], [21], [22], [23], [24], [27], [30] - постановка задачи, исследовательская работа и анализ результатов.

[1], [2], [3], [4], [5], [6], [7], [8], [11], [12], [17], [18], [25], [26], [28], [29], [31] - доля участия авторов равна.

Защита диссертации состоится 26 ноября 2024 года в 11:00 на заседании Диссертационного совета ЕД 2.03 действующего на базе Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности.

Адрес: AZ1010, город Баку, улица Д. Алиева, 227.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

Электронная версия диссертации и автореферата размещена на официальном сайте Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

Автореферат разослан по соответствующим адресам 22 октября 2024 года

Подписано в печать 15.10.2024

Формат бумаги: А5

Объём: 77306

Тираж: 70