

АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

На правах рукописи

**РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ
СПОСОБОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ,
ОСНОВАННЫХ НА ГАЗОВЫДЕЛЕНИИ В ПЛАСТОВЫХ
УСЛОВИЯХ**

Специальность: 2525.01 - «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»

Отрасль науки: Техника

Соискатель: **Ахмедова Ульвия Таир гызы**

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации на соискание учёной степени
доктора философии

БАКУ - 2024

Диссертационная работа выполнена в Научно-исследовательском и проектном институте «Нефтегаз» Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики

Научный руководитель: Доктор технических наук,
профессор АГУНП
Ариф Алекпер оглы Сулейманов

Официальные оппоненты: Член-корреспондент НАНА, доктор
технических наук, профессор
Гариб Исак оглы Джалалов
Доктор философии по технике
Эльшан Наджафали оглы Алиев
Доктор философии по технике
Турал Халиг оглы Шафиев

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

Заместитель председателя
диссертационного
совета:

Член-корр. НАНА,
д.т.н., профессор
Г.М. Эфендиев

Ученый секретарь диссертационного
совета:

К.т.н., доцент
Е.Е. Шмончева

Председатель научного
семинара:

Д.т.н., профессор
А.М.Мамед-заде

Подписи подтверждаю
ученый секретарь АГУНП
к.т.н., доцент



Н.Т.Алиева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы и степень разработки. На сегодняшний день в мире неуклонно растет количество месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Учитывая, что доминирующее большинство нефтяных месторождений Азербайджана были введены в эксплуатацию еще в прошлом столетии, данный вопрос приобретает особую актуальность для нефтегазовой отрасли страны. В этой связи разработка и внедрение новых методов увеличения нефтеотдачи пластов, позволяющих увеличить срок эксплуатации существующих месторождений, приобретают критически важную роль. Стоит отметить, что несмотря на многообразие методов увеличения нефтеотдачи, многие из них не лишены недостатков и зачастую имеют ограниченный диапазон применения, сильно зависящий от физико-геологических условий месторождений.

В настоящее время для улучшения эффективности методов увеличения нефтеотдачи все чаще используют их различные комбинации, но несмотря на то, что одним из наиболее универсальных и доступных методов увеличения нефтеотдачи пластов является микробиологический метод, вопрос усовершенствования данной технологии все еще остается мало изученным.

Применение пенных систем для увеличения коэффициента нефтеотдачи хоть и изобилует результатами успешных опытно-промышленных испытаний и начато еще с 50-х годов прошлого века, на сегодняшний день так и не нашло широкого применения. Основной причиной является труднопрогнозируемая стабильность пенных систем в пластовых условиях.

В связи с этим, наиболее актуальным вопросом в мировой нефтяной промышленности, в том числе и в нефтяной отрасли Азербайджанской Республики, является повышение нефтеотдачи пластов с помощью внедрения инновационных технологий увеличения нефтедобычи.

Третичные методы повышения нефтеотдачи пласта принято условно подразделять на следующие подгруппы: тепловые, газовые, физические, гидродинамические и химические. Методы, входящие в каждую из подгрупп, имеют свои преимущества и недостатки, однако по мере истощения запасов месторождения, их применение и усовершенствование приобретает ключевое значение для продления срока эксплуатации.

На сегодняшний день около половины дополнительной добычи нефти в мире получают в результате применения химических и газовых методов повышения нефтеотдачи в силу своей относительно высокой экономической рентабельности, экологичности и доступности применяемых рабочих агентов. Развитие и усовершенствование технологий данных групп является актуальной задачей для нефтегазовой индустрии, но тем не менее недостаточно изучено:

1. Применение газированных биосистем в предпереходном фазовом состоянии.

2. Применение самовспенивающихся биосистем для выравнивания фронта вытеснения.

3. Предотвращение солеотложений в пласте путем изменения физико-химических свойств закачиваемой воды в зависимости от pH пластовой воды.

4. Предотвращение солеотложений, возникающих в результате заводнения пласта, путем применения отходов производства.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования являются месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки.

К предметам исследования относятся применение газированных биосистем в предпереходном фазовом состоянии, способ разработки нефтяной залежи с использованием самовспенивающихся биосистем для выравнивания фронта вытеснения, разработка неоднородного пласта заводнением путем изменения физико-химических свойств закачиваемой воды

в зависимости от рН пластовой воды, а также предотвращение солеотложений в пласте с применением отходов производства.

Цель и задачи исследования

Цель работы - разработка и применение новых способов интенсификации добычи нефти, основанных на газовыделении в пластовых условиях.

Основные задачи исследования

–Исследование газированных биосистем в предпереходном фазовом состоянии для интенсификации добычи нефти;

–Исследование пенообразующих систем для глубинного выравнивания фронта вытеснения;

–Разработка способа, предотвращающего выпадение неорганических солей в пласте;

–Разработка способа повышения эффективности процесса заводнения неоднородного пласта.

Методы исследования

Поставленные задачи решались путем применения теоретических, экспериментальных и промысловых исследований.

Основные положения, выносимые на защиту

1. Способ разработки нефтяной залежи, основанный на вытеснении нефти газированными биосистемами в предпереходном фазовом состоянии;

2. Способ разработки нефтяной залежи, обеспечивающей глубинное выравнивание фронта вытеснения с использованием самовспенивающейся системы;

3. Способы разработки неоднородного пласта при заводнении, основанные на эффектах осадкообразования и пептизации.

Научная новизна исследования

1. Предложен способ разработки нефтяной залежи, основанный на вытеснении нефти газированными биосистемами в предпереходном фазовом состоянии;

2. Предложен способ разработки нефтяной залежи, обеспечивающий глубинное выравнивание фронта вытеснения с использованием самовспенивающейся системы;

3. Предложены способы разработки неоднородного пласта при заводнении, основанные на эффектах осадкообразования и пептизации.

Практическая значимость результатов работы

Способ разработки нефтяной залежи успешно апробирован на скважинах № 1798 и № 2043 месторождения «Нефт Дашлары». В результате промыслового испытания предложенного способа на скважинах месторождения наблюдалось увеличение добычи нефти и снижение обводненности продукции этих скважин. В целом, за 3 месяца дополнительно получено 300 тонн нефти.

Способ предотвращения солеотложений испытан на скважинах №367 и № 645 НГДУ им.Н.Нариманова. После мероприятия увеличился дебит по нефти и межремонтный период работы скважин. В результате мероприятия дополнительно добыто 120 тонн нефти.

На способы разработки нефтяной залежи получены Евразийские патенты №038892 от 03.11.21. и № 041040 от 31.08.2022. На способ предотвращения солеотложений получен Евразийский патент № 042065 от 01.02.2023, на способ разработки неоднородного пласта получен Евразийский патент № 042822 от 28.03.2023.

Апробация работы

Материалы диссертации докладывались и обсуждались на:

- V Международной научно-практической конференции Булатовские чтения (31 марта 2021 г.);
- Каспийской Технической конференции и выставке SPE, г. Баку, Азербайджан (5-7 октября 2021 г.);
- Международной конференции «Нефтегазовая энергетика», г. Ивано-Франковск, (21-24 сентября 2021 г);
- VI Международной научно-практической конференции Булатовские чтения (31 марта 2022 г.).

Публикации

По материалам диссертации опубликовано 14 трудов, из которых 6 статей, 4 материала конференции, 4 Евразийских патента.

Наименование учреждения, в которой выполнена диссертационная работа. Работа выполнена в Научно-исследовательском и проектном институте «Нефтегаз» Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики.

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, первая глава состоит из 63 стр., вторая - 64 стр., третья - 11 стр., включает 187794 знаков, 6 рисунков, 16 графиков, 14 таблиц, списка литературы, включающего 142 наименований и 2 приложения.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы, определены цель, основные задачи исследования, научная новизна и указана ее практическая ценность.

В первой главе диссертации приведен литературный обзор существующих способов интенсификации добычи нефти, основанных на газовыделении в пласте.

С целью повышения нефтеотдачи на сегодняшний день разработаны различные модификации физико-химических, гидродинамических, тепловых, микробиологических методов воздействия на пласт, которым присущи определенные преимущества и недостатки. Однако, на практике применение того или иного метода в отдельности встречается редко, более распространенным подходом является сочетание применения двух и более технологий. Такие технологии называются комбинированными. К комбинированным методам можно отнести совместное применение гидродинамических и тепловых методов, гидродинамических и физико-химических методов.

Разработкой методов повышения нефтеотдачи занимались многие ученые и инженеры нефтяной и газовой промышленности, как в Азербайджане, так и за рубежом. К числу исследователей и ученых, чьи труды внесли значительный вклад в изучение технологий для увеличения добычи нефти и газа, относятся А.Х. Мирзаджанзаде, М.Т.Аббасов, Г.И. Джалалов, А.М. Мамед-заде, Б.А.Сулейманов, Г.М. Панахов и др.

Изучение методов увеличения нефтеотдачи показало, что тепловые, химические и газовые способы продолжают доминировать. В этой связи перспективным направлением является разработка методов увеличения нефтеотдачи пласта, основанных на использовании химических реагентов и иницировании процессов газообразования в пласте.

Обзор методов интенсификации добычи нефти, основанных на газовыделении в пластовых условиях, указал на перспективность дальнейших изысканий в этом направлении. Анализ методов микробиологического воздействия выявил высокую эффективность, технологичность и экологическую приемлемость метода. В связи с этим усовершенствование микробиологических технологий, основанных на использовании отходов производства, является важной задачей исследования. Разработка способа воздействия на пласт, основанного на глубинном выравнивании фронта вытеснения путем пенообразования в пластовых условиях позволит повысить эффективность разработки месторождения [1].

Известно, что фильтрационные свойства призабойной зоны значительно отличаются от свойств пласта. Характеристика призабойной зоны меняется в процессе эксплуатации скважин вследствие осаждения неорганических солей, асфальтенов, смол и парафинов, а также выноса слабосцементированных частиц породы, коагуляции, деформации и разрушения породы. Несовместимость закачиваемой морской воды и пластового рассола приводит к осаждению неорганических отложений в наземном оборудовании, НКТ и внутри резервуара.

Методы восстановления и улучшения эксплуатационных показателей скважины направлены на снижение скин-эффекта, увеличение продуктивности скважин, выравнивание профиля притока жидкости, ограничение водопритоков в скважину и т.д.

Несмотря на то, что к настоящему времени достигнуты достаточно хорошие результаты, разработаны теоретические основы большого объема технологий воздействия на призабойную зону пласта, обеспечено довольно широкое внедрение на месторождениях, успешность этих работ недостаточно высокая. Традиционные методы борьбы с отложениями не обеспечивают полной защиты в системах со сложными отложениями солей. Большинство используемых реагентов малоэффективны. Задачей исследования является поиск и разработка недорогостоящих эффективных составов для интенсификации добычи нефти и предотвращения отложений в пласте.

Во второй главе представлены новые способы интенсификации добычи нефти, основанные на газовыделении в пластовых условиях.

Как показали исследования, в результате применения микробиологического метода воздействия в пласте образуются нефтевытесняющие агенты, а также генерируется значительное количество газов, доминирующее место среди которых занимает углекислый газ.

В работе изучены теоретические и практические основы получения и применения стабильных биосистем в предпереходном фазовом состоянии (ППФС) для интенсификации добычи нефти, а также условия реализации ППФС в пластовых условиях [2,10]. Установлено, что газированные системы в ППФС обладают лучшими нефтевытесняющими свойствами, чем негазированные системы. Эффект проскальзывания определяет поведение газированных жидкостей в ППФС в пластовых условиях. При этом эффект проскальзывания проявляется тем заметнее, чем меньше средний радиус порового канала. В связи с этим в неоднородной пористой

среде профиль фильтрации газированных жидкостей в ППФС должен быть более равномерным, чем для дегазированных жидкостей.

В лабораторных условиях проводились исследования по изучению интенсивности газогенерации на аппарате Зонгена. Максимальная генерация газа наблюдалась в биосистеме, состоящей из мелассы и активного ила в соотношении 1:1. В данном эксперименте через 26 суток образовалось $30.00 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ газа. В процессе ферментации осредненный состав выделившегося газа следующий: CO_2 - 60%, N_2 - 22%, CH_4 - 14%, H_2 - 4%. Растворимость газовой смеси в жидкости рассчитывают с использованием закона Генри.

Рассмотрим условия образования ППФС в пласте. Установлено, что ППФС в газированных жидкостях возникает в диапазоне давлений в 1.1-2.0 раза превышающем давление насыщения. При этом ППФС вытесняющей газированной жидкости не обязательно должно начинаться на забое нагнетательной скважины, а может начаться несколько глубже в пласте на некотором расстоянии от забоя.

Определено, что для получения однофазной смеси биореагент необходимо смешивать с водой, объем которой в единице объема смеси определяется по формуле[1]:

$$V_g = (1 - \frac{G}{Q}) \quad (1)$$

где G - количество газа, растворенного в 1 м^3 воды, $\text{нм}^3/\text{м}^3$, Q - объем выделившегося из 1 м^3 биосистемы газа.

Для повышения эффективности вытеснения можно добавлять в воду поверхностно-активные вещества (ПАВ) и полимеры, что позволит создать гибридные биополимерные системы. Растворимость жидкости можно регулировать путем добавления к ней электролитов. В этом случае растворимость газов уменьшится. При необходимости можно увеличить количество выделившегося газа добавкой в систему газовыделяющих агентов. Это позволит применять биосистемы при более высоких пластовых давлениях.

Следует отметить, что длительный процесс выделения газа из биосистем позволяет сформировать ППФС не вблизи призабойной зоны, а в глубине пласта, что способствует лучшему выравниванию профиля фильтрации и увеличению коэффициента вытеснения.

Реализация условий ППФС зависит от соотношения забойного давления с давлением насыщения и контурным давлением при фильтрации газированной жидкости в радиальном пласте. В случае, когда забойное давление не ниже и близко к давлению насыщения, а контурное давление превышает забойное не более чем в 2 раза, ППФС реализуется практически на всем пространстве от контура питания до скважины. Когда забойное давление существенно превышает давление насыщения ППФС практически не реализуется.

Изучение процесса вытеснения проводили на экспериментальной установке. Моделировался слоисто-неоднородный пласт с контактирующими пропластками. В бомбе высокого давления готовилась исследуемая газированная биосистема. Система меласса - активный ил смешивалась в различных экспериментах с водой или полимерным раствором (0.02% водный раствор ПАА) в соотношении, определяемом формулой (1). При этом в указанных термобарических условиях ($T = 303^{\circ}\text{K}$, $P = 2\text{МПа}$) в течении семи суток мы получаем однофазный газированный раствор.

Вытеснение нефти осуществляли следующими биосистемами: дегазированной биосистемой, газированной биосистемой, дегазированной биополимерной системой, газированной биополимерной системой. Результаты экспериментов показаны на графике 1.

Сопоставляя результаты экспериментов, можно отметить заметное повышение безводного и конечного коэффициентов вытеснения (соответственно на 10 и 14 %) при применении газированной биосистемы по сравнению с дегазированной. Вместе с тем наблюдается существенное сокращение объема

прокачиваемой биосистемы в ППФС до полного обводнения продукции.

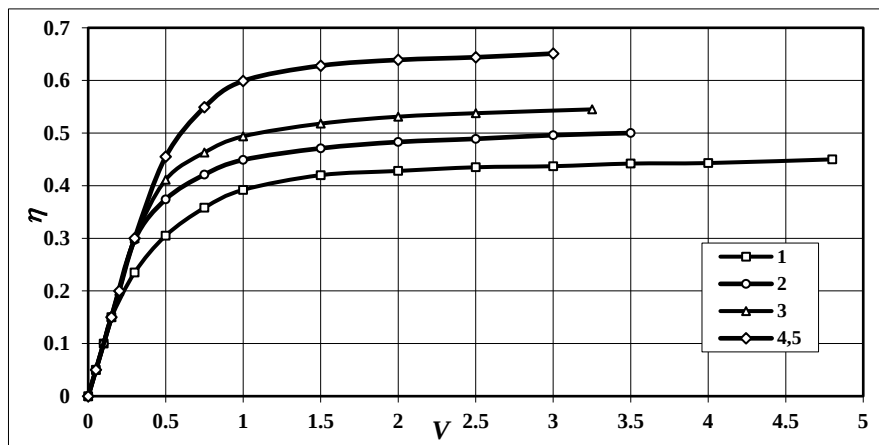


График 1. Зависимость коэффициента вытеснения (η) от относительного порового объема прокачки (V):
1 –дегазированная биосистема; 2 –газированная биосистема; 3 - дегазированная биополимерная система; 4 - газированная биополимерная система; 5- 0,03%-ный раствор ПАА (кривые 4 и 5 совпадают)

При применении газированной биополимерной системы наблюдается увеличение безводного и конечного коэффициентов вытеснения на 13 и 17 % по сравнению с дегазированной биополимерной системой, на 20 и 30% по сравнению с газированной биосистемой, на 25 и 44% по сравнению с дегазированной биосистемой при существенном сокращении относительного порового объема прокачки [4].

Вместе с тем увеличение концентрации ПАА не приводит к увеличению эффективности вытеснения по сравнению с газированными полимерными растворами. Это объясняется тем, что в процессе вытеснения газированным биополимерным раствором имеют место два процесса – с увеличением концентрации ПАА вязкость вытеснителя повышается, а эффект

проскальзывания снижается, т.к. увеличивается смачиваемость пористой среды. При использовании газированных полимерных растворов существенно сокращается расход дорогостоящего полимера. Действительно, эффективность вытеснения биосистемы после выдержки с добавкой ПАА в концентрации 0,02% равна эффективности вытеснения водного раствора ПАА в концентрации 0,03% (см. график 1).

Важную роль при глубинном отклонении жидкости играет положение блокирующего экрана в высокопроницаемом пропластке. Целью исследования является разработка композиций для блокирования высокопроницаемых участков на основе использования дешевых, классических реагентов и определения зависимости положения блокирующего экрана от степени обводнения залежи для достижения максимального коэффициента вытеснения. При этом предлагается использовать генерируемую в пластовых условиях пенную систему.

Рассматривается возможность образования оторочки пенной системы в пластовых условиях последовательной закачкой пенообразующего и газовыделяющего растворов с последующим ее продвижением закачкой воды [5,6]. Пенообразующий агент состоит из водного раствора полимера (КМЦ) и пенообразующего ПАВ (сульфанола), а газовыделяющий агент состоит из биосистемы, представляющей собой отход пищевой промышленности – водный раствор творожной молочной сыворотки и сшивателя (алюмокалиевые квасцы).

В результате разложения биосистемы в пласте образуются газы. Газообразование в пластовых условиях и наличие пенообразующего ПАВ обеспечивает генерацию пены. Биореагент регулирует необходимое значение pH и обеспечивает вспенивающую способность ПАВ в течение длительного интервала времени. ПАВ обеспечивает связывание образовавшихся пузырьков газа и образование пены. Полимер замедляет стекание жидкости на поверхности пузырька, обеспечивая высокую устойчивость пенной системы, а

сшиватель, структурируя молекулы полимера, позволяет увеличить устойчивость пенной системы, предавая пене механическую прочность. Наличие полимера и сшивателя способствует повышению устойчивости пенной системы за счет образования на поверхности пузырьков устойчивой гелеобразной пленки [7,12]. Непрерывное выделение газов в результате микробиологических процессов обеспечивает образование самовспенивающейся системы повышенной устойчивости.

В лабораторных условиях проводились исследования по изучению интенсивности газогенерации. Устойчивость и кратность пенной системы показаны на графике 2. Установлено, что с увеличением концентрации биосистемы и, соответственно, ростом генерации газа, есть тенденция к увеличению кратности пены. С увеличением концентрации ПАВ, полимера и сшивателя увеличивается устойчивость пенного раствора. Дальнейшее повышение концентрации ПАВ и полимера увеличивает вязкость пены, что затрудняет ее продвижение в пласте, а также приводит к удорожанию реагента. Таким образом, пенные составы 4-9 (график 2) достаточно устойчивые для осуществления технологии глубинного отклонения.



График 2. Кратность и устойчивость пенных систем

С увеличением давления пенообразования, устойчивость пены повышается. При этом устойчивость пены при 10 МПа в 297 раз больше устойчивости пены, полученной при атмосферном давлении. С увеличением давления пенообразования размер пузырьков пены уменьшается, а дисперсность увеличивается.

Для дальнейших исследований были выбраны наиболее показательные составы: 1-высокая кратность, низкая стабильность (низкие значения ПАВ, полимерных и сшивающих добавок, высокие - биореагента); 5- высокая кратность и стабильность (средние значения добавок ПАВ, полимера, сшивателя и биореагента); 9- низкая кратность, высокая стабильность (высокие значения добавок ПАВ, полимера, сшивателя и биореагента).

Анализ микрофотографий показал, что при низких значениях пенообразующего и газовыделяющего реагентов образуются пузырьки большого размера ($\sim 100\text{мкм}$) и низкой плотности, при средних значениях - пузырьки средних размеров ($\sim 10\text{мкм}$) и высокой плотности, при больших значениях – образуются пузырьки малых размеров ($\sim 1\text{мкм}$).

Исследовалась реология пенообразующего, газовыделяющего растворов, а также их смеси при соотношении 1:1 состава № 9. Реология газовыделяющего раствора соответствует ньютоновской, пенообразующего раствора псевдопластической, а смеси (пенная система) - дилатантной жидкости. Известно, что дилатантная жидкость, в отличие от псевдопластической, способствует выравниванию профиля фильтрации и увеличению охвата пласта воздействием.

Анализ проведенных реологических исследований показывает, что увеличение кратности (газонасыщенности) приводит к уменьшению вязкости, а концентрация полимера, напротив, к ее увеличению. Кроме того, увеличение концентрации полимера способствует существенному увеличению устойчивости пенной системы. Указанные свойства позволяют получать пенную систему с регулируемыми реологическими свойствами.

Изучение процесса вытеснения проводили на экспериментальной установке. В качестве генератора пенной системы применялся состав №5. При этом в указанных термобарических условиях ($T = 303^{\circ}\text{K}$, $P = 1 \text{ МПа}$) в течении четырех суток мы получали необходимую пенную систему.

В первой серии экспериментов после полного обводнения модели пласта (имитация процесса воздействия на сильнообводненный пласт через нагнетательную скважину) на ее вход подавали пенообразующий, а следом газовыделяющий раствор в равных объемах. Далее модель закрывали на четверо суток, для генерации оторочки пенной системы. По истечении этого времени на вход модели подавалась вода, и начиналось вытеснение остаточной нефти.

Во второй серии экспериментов, при прочих равных условиях, добивались образования оторочки генерируемой пенной системы в глубине модели пласта посредством закачки оторочки керосина в количестве 10 % от объема пор между пенообразующим и газообразующим растворами.

В третьей серии экспериментов, при прочих равных условиях, на выход модели подавали газовыделяющий, а следом пенообразующий раствор (имитация процесса воздействия на призабойную зону реагирующей добывающей скважины).

В четвертой серии экспериментов моделировали процесс воздействия на слоисто-неоднородный пласт при обводненности продукции 50 %. При этом добивались образования оторочки генерируемой пенной системы в глубине модели пласта посредством закачки оторочки керосина в количестве 10 % от объема пор между пенообразующим и газообразующим растворами.

В пятой серии экспериментов моделировали процесс воздействия на пласт сразу после прорыва воды. При этом на вход модели пласта подавали пенообразующий, а следом газовыделяющий раствор в равных объемах. Результаты экспериментов показаны на графике 3

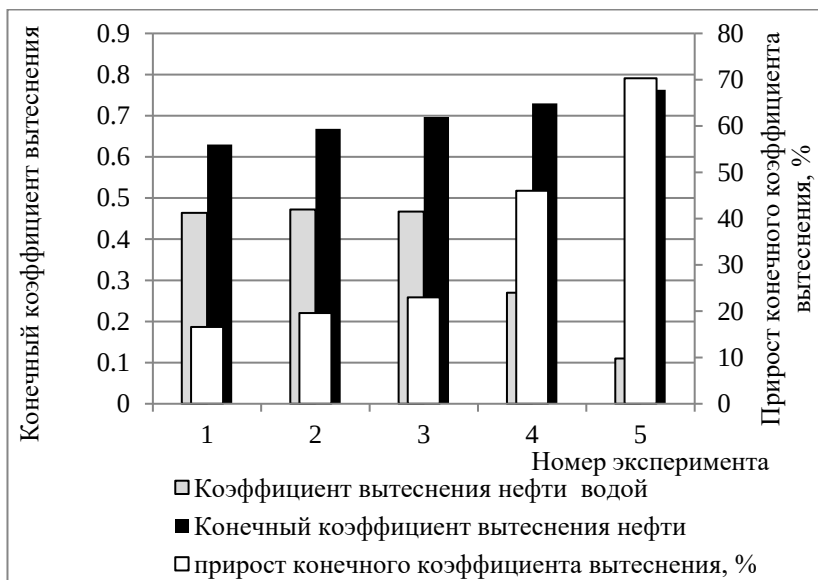


График 3. Результаты экспериментов по вытеснению нефти пенными системами в слоисто-неоднородном пласте

На основании результатов экспериментов по вытеснению нефти (серии 1–3) можно сделать вывод о том, что при полном обводнении залежи наиболее перспективна изоляция водопритоков в добывающей скважине. Прирост коэффициента вытеснения в этом случае составляет 23% против 16,6 и 19,6 для случаев изоляции вблизи линии нагнетания и глубинного отклонения закачиваемой жидкости, соответственно.

При обводненности продукции 50% с применением глубинного отклонения закачиваемой жидкости прирост коэффициента вытеснения составил 46%. Применение сразу после прорыва воды в добывающие скважины с генерированием пенной системы вблизи линии нагнетания прирост коэффициента вытеснения составил 70,3% [8].

Приведенный материал позволяет предложить использовать более вязкие устойчивые пенные системы при осуществлении генерирования пены вблизи линии нагнетания (состав №9), а для реализации глубинного отклонения

закачиваемой жидкости менее вязкие устойчивые пенные системы (состав №5).

Для повышения эффективности процесса заводнения предложен способ разработки неоднородного пласта, включающий изоляцию обводненных зон, предотвращение солеотложений непосредственно в пласте, увеличение коэффициента вытеснения за счет изменения межфазного натяжения, смачиваемости и проницаемости породы.

Способ включает введение в морскую воду химических реагентов с последующей закачкой ее в залежь через нагнетательные скважины. В качестве химических реагентов, введенных в морскую воду, используют кислотный раствор, щелочной отход, изопропиловый спирт и раствор КМЦ.

В предложенном способе разработки неоднородного пласта в залежь, содержащую щелочную пластовую воду закачивают оторочку морской воды. Закачанная морская вода, продвигаясь по промытым высокопроницаемым зонам, контактирует с щелочной пластовой водой. В результате этого в осадок выпадают нерастворимые соли, которые закупоривают высокопроницаемые обводненные участки. Вслед за этим закачивают морскую воду с добавкой предложенной смеси. Закачанная смесь будет продвигаться в низкопроницаемые нефтенасыщенные зоны, вытесняя нефть в направлении добывающих скважин. Добавленная в морскую воду смесь будет предотвращать процесс отложения солей в пористой среде в результате смешения вод с различной химической характеристикой, и повышать коэффициент вытеснения[14].

Обработка поверхности продуктивных пород коллектора предложенной смесью снижает поверхностное натяжение на границе «порода-нефть-смесь» и способствует адсорбции реагентов на поверхности породы за счет отторжения пленочной нефти и гидрофилизации поверхности. Добавка соляной кислоты в смесь будет способствовать растворению карбонатных включений пористой среды. Известно, что соляная кислота является эффективным пептизатором. Непрореагировавшая

соляная кислота будет способствовать процессу перехода нерастворенных осадков в микроколлоидное или растворенное состояние.

В случае, если пласт содержит кислую или нейтральную воду необходимо создать оторочку щелочной воды.

Эффективность предлагаемого состава оценивалась по методике, основанной на способности реагента удерживать катионы Ca^{2+} в объеме искусственно приготовленных минеральных вод карбонатного и сульфатного типов, моделирующих пластовые воды нефтяных месторождений. При расходе этих составов 40 мг/л защитный эффект предложенной смеси в сульфатной воде достигает 90,8-96,0%, в карбонатной воде - 94,1-98,1%. Максимальный защитный эффект смеси наблюдается в случае использования составов с расходом 80мг/л. В этом случае защитный эффект смеси в сульфатной воде составляет 96,3-99,8%, в карбонатной воде 97,2-100%. Активное вещество в составах составляет 11-22,5 %.

Результаты исследования показывают, что в примерах с высоким содержанием активного вещества ингибирующий эффект был высоким как в карбонатной, так и в сульфатной воде. Причиной этому является высокая концентрация соляной кислоты и сочетание щелочных отходов, изопропилового спирта и раствора КМЦ с высоким содержанием минералов. В составах смеси, где количество КМЦ было высоким, защитный эффект в сульфатной воде был более высокий. Это связано с тем, что натриевая соль КМЦ, блокируя ионы кальция и магния, препятствует образованию сульфатных и гипсовых отложений.

Далее проводились экспериментальные исследования на моделях пласта. Линейные модели с пористой средой насыщались щелочной водой с различным значением pH (от 10 до 14) и определялась проницаемость по воде. Далее через модели фильтровалась морская вода. После этого вновь определялись проницаемости пористой среды по щелочной воде, насыщающей поры данной модели. На графике 4. показана зависимость конечной проницаемости пористой среды от pH

щелочной воды. При рН воды 11,4 и выше эффективность закупорки резко увеличивается. В связи с этим в промышленных условиях следует закачивать в пласт оторочку воды с рН от 11,4 до 14.

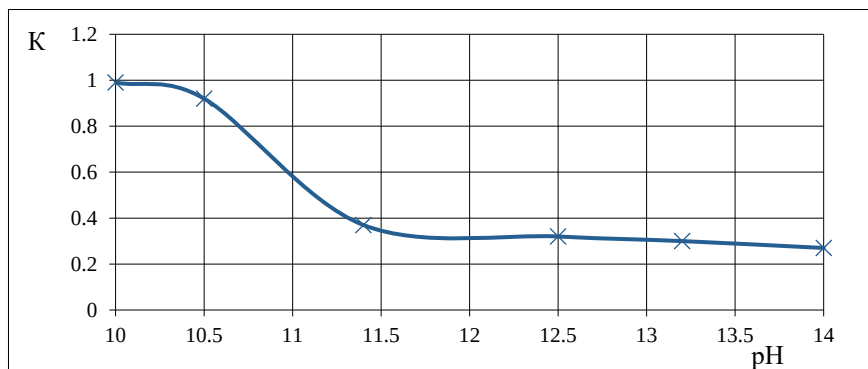


График 4. Зависимость конечной проницаемости пористой среды от рН щелочной воды

Для проведения следующей серии экспериментов использовалась слоисто-неоднородная модель с контактирующими пропластками. Нефть из модели вытеснялась щелочной пластовой водой с рН=14. После полного обводнения продукции со входа модели закачивалась морская вода. После закачки морской воды расход прокачанной жидкости уменьшился в результате того, что при контакте морской воды с щелочной пластовой водой образуется осадок в высокопроницаемом слое, что снижает скорость фильтрации воды. После закачки морской воды наблюдалось увеличение значения конечного коэффициента нефтевытеснения на 2,6 % [13].

В последующих исследованиях при поддержании одинаковых условий после закачки морской воды в модель пласта, содержащую щелочную пластовую воду, закачивалась морская вода с добавкой 0,5; 1,0; 1,5 % смеси и исследовалось ее

влияние на конечный коэффициент нефтевытеснения. Результаты экспериментов показаны в таблице 1.

Как видно из таблицы, при увеличении содержания смеси в воде до 1,0 % прирост коэффициента вытеснения составил 9,1%, (опыт 3). При закачке 1,5 %-го раствора смеси в морской воде (опыт 4) наблюдается небольшое увеличение коэффициента вытеснения до 9,3 %, но при этом темп увеличения снижается. В связи с этим оптимальной была выбрана закачка 1,0 %-го раствора предложенного состава в морской воде.

При насыщении пористой среды кислой водой закачка морской воды не будет приводить к выпадению осадка (опыт 5) . В этом эксперименте прирост коэффициента вытеснения составил 3,5%.

Для достижения закупоривания высокопроницаемого слоя в модель, содержащую кислую или нейтральную воду, перед морской водой закачивают щелочную воду (опыт 6,7). Далее в модель закачивают 1,0 %-ный раствор предложенной смеси в морской воде. В результате экспериментов прирост коэффициента вытеснения в этих опытах составил 9,2 % и 9,0 %, соответственно.

Для повышения эффективности способа предотвращения солеотложений непосредственно в пласте за счет обеспечения поэтапной очистки от минеральных отложений, увеличения коэффициента вытеснения были проведены дальнейшие исследования.

В предложенном способе смесь, содержащую молочную сыворотку, нафтенат натрия, изопропиловый спирт и 0,5 %-ый водный раствор натриевой соли КМЦ закачивают в пласт в виде оторочки в количестве не менее 5 % от объема пор пласта, далее осуществляют закачку воды для проталкивания смеси. Также смесь можно вводить в количестве 1,5 % добавки к морской воде и закачивать в пласт [11].

Таблица 1

**Влияние предложенной технологии на коэффициент
вытеснения нефти**

№	Пластовая вода	Коэф. вытеснения	Закачка рабочих агентов в модель	Конечный коэф. вытеснения	Прирост %
1	Щелочная pH=14	0,463	Морская вода (МВ)	0,489	2,6
2	Щелочная pH=14	0,464	МВ; 0,5 %-ный раствор смеси в МВ	0,512	4,8
3	Щелочная pH=14	0,467	МВ; 1,0 %-ный раствор смеси в МВ	0,556	9,1
4	Щелочная pH=14	0,470	МВ; 1,5 %-ный раствор смеси в МВ	0,563	9,3
5	Кислая pH=5	0,460	МВ; 1,0 %-ный раствор смеси в МВ	0,495	3,5
6	Кислая pH=5	0,460	Щелочная вода pH=14; МВ; 1,0 %-ный раствор смеси в МВ	0,552	9,2
7	Нейтральная pH=7	0,461	Щелочная вода pH=14; МВ; 1,0 %-ный раствор смеси в МВ	0,551	9,0

Закачанная смесь будет предотвращать процесс отложения солей в пористой среде, который происходит в результате смешения вод при разработке нефтяных месторождений методом заводнения, а также смешения вод с различной химической характеристикой при перетоках из вышележащих пропластков.

Соединение щелочного отхода, входящее в состав, значительно уменьшает поверхностное натяжение на границе фаз. Использование нафтенатов в сочетании с алифатическими спиртами значительно увеличивает его ингибирующую эффективность. Анионоактивный полимер, блокируя активные ионы кальция, предотвращает образование сульфата кальция и карбонатов кальция. Кислая среда творожной молочной сыворотки и различные группы активных ингредиентов в ней ингибируют образование карбоната кальция и сульфата кальция, предотвращая формирование зародыша. Наличие молочной сыворотки в растворе будет способствовать разложению углеводных соединений в результате микробиологических процессов и образованию низкомолекулярных жирных кислот, в том числе и уксусной.

Преимуществом является тот факт, что процесс образования углекислого газа и кислот при закачке смеси, включающего молочную сыворотку, является постепенным и происходит непосредственно в пласте. В этой связи при продвижении раствора для предотвращения солеотложений по пласту будет обеспечиваться поэтапная очистка от отложений.

Эффективность предлагаемого способа оценивалась по методике, основанной на способности реагента удерживать ионы кальция в объеме искусственно приготовленных минеральных вод карбонатного и сульфатного типа, моделирующих пластовую воду.

Эффективность действия смеси в карбонатной воде более высокая в смесях со средним процентным содержанием молочной сыворотки и натриевой соли КМЦ и низким содержанием щелочных отходов и изопропилового спирта. Составы смесей в карбонатной воде при расходе 40 г/т

демонстрируют эффективность 65-72%, при расходе 70 г/т - эффективность 80-89% и при расходе 100 г/т - эффективность 93-100%. Эффективность составов смеси в сульфатной воде при расходе 40 г/т составляет 60-69%, при расходе 70 г/т - 70-84%, а при расходе 100 г/т - 86-96%.

Способ испытан в лабораторных условиях на линейной слоисто-неоднородной модели пласта. Производилось вытеснение нефти из модели щелочным раствором и определялся коэффициент вытеснения нефти. Результаты экспериментов показаны в таблице 2.

Далее в первом эксперименте в модель закачивалась морская вода. Прирост коэффициента вытеснения не наблюдался, а расход жидкости снизился в 2,64 раза в результате выпадения осадка при взаимодействии щелочной и морской воды.

Во втором эксперименте в модель закачивалась предложенная смесь в количестве 4 % от объема пор модели, а затем вода. В данном эксперименте прирост коэффициента вытеснения составил 1,5 %, а расход жидкости после закачки реагента несколько снизился. В третьем и четвертом экспериментах объем оторочки смеси увеличили до 5 и 10 %, соответственно. В результате наблюдался значительный рост коэффициента вытеснения. Прирост коэффициента вытеснения в третьем эксперименте составил 8,8 %, в четвертом – 9,2 %.

Увеличение коэффициента вытеснения происходит в результате уменьшения межфазного натяжения и уменьшения соотношения подвижностей вытесняемой и вытесняющей жидкостей, за счет чего закачиваемая жидкость поступает в низкопроницаемый слой. Расход жидкости в этих исследованиях не изменился, что свидетельствует об отсутствии отложения солей в пористой среде.

В последующих экспериментах в модель закачивали морскую воду с добавкой, соответственно, 2,0 %, 1,5 %, 1 % и 0,5% предложенного состава. При этом коэффициент вытеснения

увеличился на 2,9 %, 2,8%, 1,2 % и 0,5 % соответственно, а расход жидкости уменьшился.

Таблица 2

**Результаты экспериментальных исследований на
линейных моделях пласта**

№	Коэф. вытеснения нефти щелочным раствором	Закачка рабочих агентов в модель пласта	Конечный коэф. вытеснения нефти	Прирост %
1	0,599	Морская вода (МВ)	0,599	-----
2	0.607	Оторочка - 4% от объема пор, вода	0,622	1,5
3	0,610	Оторочка - 5 % от объема пор, вода	0,698	8,8
4	0.605	Оторочка - 10 % от объема пор, вода	0,697	9,2
5	0.597	2,0 %-ный раствор состава в МВ	0,626	2,9
6	0,612	1,5 %-ный раствор состава в МВ	0,640	2,8
7	0,604	1,0 %-ный раствор состава в МВ	0,616	1,2
8	0,620	0,5 %-ный раствор состава в МВ	0,625	0,5

В последующих экспериментах в модель закачивали морскую воду с добавкой, соответственно, 2,0 %, 1,5 %, 1 % и 0,5% предложенного состава. При этом коэффициент вытеснения увеличился на 2,9 %, 2,8%, 1,2 % и 0,5 % соответственно, а расход жидкости уменьшился. Значит, добавка предложенного состава смеси к морской воде препятствует выпадению солей в осадок, а коэффициент вытеснения увеличивается за счет изменения поверхностного натяжения и вязкости вытесняющего агента (таблица 2).

Из результатов экспериментальных исследований установлено, что целесообразно закачивать предложенную смесь в виде оторочки в объеме не менее 5 % от объема пор пласта или добавлять при заводнении морской водой в количестве 1.5 % от объема морской воды. Для предотвращения солеотложений в призабойной зоне скважины водный раствор ингибитора солеотложений закачивают в скважину. В дальнейшем, кроме предотвращения солеотложений в пористой среде при довольно длительном выносе раствора в ствол скважины при ее эксплуатации, происходит очистка скважинного оборудования от отложений.

В третьей главе диссертационной работы приводятся результаты опытно-промышленных работ по внедрению разработанных технологий.

Для проведения опытно-промышленных испытаний разработанной самовспенивающейся системы были выбраны две скважины: № 1798 и № 2043 месторождения «Нефть Дашлары».

Месторождение «Нефть Дашлары» характеризуется сложным геологическим строением, неоднородностью коллекторских свойств пластов. Для поддержания пластового давления в нагнетательные скважины закачивается морская и попутная вода. В связи с этим продукция скважин, находящихся в зоне влияния нагнетательных скважин, со временем обводняется. В настоящее время состояние разработки месторождения характеризуется значительным падением добычи нефти и растущей обводненностью продукции скважин.

Выбранные под мероприятие скважины характеризовались сильным обводнением продукции. После воздействия среднесуточная добыча нефти увеличилась в обеих скважинах, а обводненность продукции скважин снизилась. Дополнительная добыча нефти по скважине 1798 за период 12.04.2022 г. – 15.07.2022 г. составила 120 тонн, а по скважине 2043 за период 23.03.2022 г-21.06.2022 г составила 180 тонн. Таким образом, промысловые испытания на двух скважинах месторождения «Нефт Дашлары» подтвердили лабораторные исследования по эффективности разработанной самовспенивающейся биосистемы.

Интенсификация добычи нефти на большинстве месторождений, как правило, сопровождается отложением минеральных солей. Повышение обводненности добываемой продукции определенного химического состава приводит к росту интенсивности солеотложений.

Разработанный способ предотвращения солеотложений был апробирован на двух скважинах №367 и №645 НГДУ им.Н.Нариманова. В результате выпадения солевых отложений в пористой среде и в насосно-компрессорных трубах эффективность эксплуатации скважин снижается. Была произведена закачка разработанного водного раствора для предотвращения солеотложений в призабойную зону выбранных скважин. Закачанный раствор в дальнейшем достаточно продолжительное время выносился в ствол скважины при ее эксплуатации и предотвращал солеотложения на скважинном оборудовании.

До и после проведения мероприятия отбирались пробы воды. В пробах, отобранных после мероприятия, наблюдалось увеличение катионов и анионов, а также механических примесей. Это свидетельствует об эффективности процесса ингибирования отложений. Дебит по нефти обеих скважин повысился, а обводненность продукции снизилась, что подтверждает успешность предложенного способа предотвращения солеотложений

В результате проведенного мероприятия на скважинах наблюдалось увеличение межремонтного периода работы в два раза. Дополнительная добыча нефти на начало сентября 2022 года составила 120 тонн.

ВЫВОДЫ

1. Разработаны теоретические и практические основы получения и применения стабильных биосистем в ППФС для интенсификации добычи нефти:

- на основе экспериментальных исследований определено, что применение газированной биосистемы способствует повышению безводного и конечного коэффициентов вытеснения (соответственно на 10 и 14 %) по сравнению с дегазированной;

- показана возможность эффективного применения газированных гибридных биополимерных систем, при этом отмечается увеличение безводного и конечного коэффициентов вытеснения на 20 и 30% по сравнению с газированной биосистемой;

- установлено, что в случае, когда забойное давление не ниже и близко к давлению насыщения, а контурное давление превышает забойное не более, чем в 2 раза, ППФС реализуется практически на всем пространстве от контура питания до скважины. Когда забойное давление более чем в 2 раза превышает давление насыщения, ППФС практически не реализуется.

2. На основе доступных классических реагентов и биосистем разработана технология генерирования устойчивой пенной системы с регулируемыми реологическими свойствами, обеспечивающая глубинное выравнивание фронта вытеснения:

- определена необходимая глубина проникновения разработанной пенной системы для достижения максимального эффекта при различной обводненности;

- показано, что при высокой обводненности продукции (более 90%) наиболее эффективна изоляция в реагирующих добывающих скважинах, конечный коэффициент нефтевытеснения в этом случае составил 0,69;

- при обводненности продукции 50% хорошие результаты дает глубинное отклонение закачиваемой жидкости, в этом случае конечный коэффициент нефтевытеснения составил 0,73;

- применение изоляции вблизи линии нагнетания сразу после прорыва воды в добывающих скважинах дает наилучшие результаты, в этом случае конечный коэффициент нефтевытеснения составил 0,76;

- предложено использовать более вязкие устойчивые пенные системы при осуществлении генерирования пены вблизи линии нагнетания, а для реализации глубинного отклонения закачиваемой жидкости менее вязкие устойчивые пенные системы.

3. Предложен способ разработки неоднородного пласта, который позволяет изолировать высокопроницаемые обводненные зоны за счет осадкообразования при смешении вод с различной характеристикой, увеличивает коэффициента вытеснения за счет изменения межфазного натяжения, смачиваемости и проницаемости породы, способствует ингибированию и пептизации нерастворимых осадков.

4. Разработан способ предотвращения солеотложений за счет создания в пласте оторочки смеси реагентов с использованием отходов производства. При расходе 100 г/т эффективность способа по предотвращению осаждения карбонатов кальция достигает 93-100%, сульфатов кальция - 86-96%.

5. Разработанные способы успешно апробированы в промысловых условиях:

- способ разработки нефтяной залежи, основанный на изоляции водопритоков в скважину пенными системами, испытан на скважинах № 1798 и № 2043 месторождения «Нефть Дашлары». В результате промыслового испытания наблюдалось увеличение добычи нефти и снижение обводненности продукции этих скважин. В целом, за 3 месяца дополнительно получено 300 тонн нефти;

- способ предотвращения солеотложений испытан на скважинах №367 и № 645 НГДУ им.Н.Нариманова. После мероприятия увеличился дебит нефти и межремонтный период работы скважин. В результате мероприятия дополнительно добыто 120 тонн нефти.

Основное содержание и результаты диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Рзаева, С.Д. , Ахмедова, У.Т. Повышение нефтеотдачи пласта пенообразующими составами // Булатовские чтения: материалы V Международной научно-практической конференции, - Краснодар: - 31 – марта, – 2021, - с.222-224.

2. Suleimanov, B.A., Rzayeva, S.J., Akhmedova, U.T. Application of Hybrid Biosystems for Stimulation of Oil Production // SPE Annual Caspian Technical Conference, - Virtual: - 5 - October, - 2021. SPE-207061-MS.

3. Сулейманов, Б.А. Теоретические и практические основы применения газированных биосистем при интенсификации добычи нефти / Б.А.Сулейманов, С.Д.Рзаева, У.Т.Ахмедова // SOCAR«Proceedings», - 2021. № 3, - с.36-45.

4. Suleimanov, B.A. Self-gasified biosystems for enhanced oil recovery / B.A. Suleimanov, S. J. Rzayeva, U. T. Akhmedova // International journal of modern physics, - 2021. Volume 35, №27.

5. Сулейманов, Б.А. Способ разработки нефтяной залежи, Евразийский патент № 038892 / С.Д.Рзаева, Ф.К.Кязимов, А.Ф.Акберова, У.Т.Ахмедова. - 2021.

6. Рзаева, С. Д., Ахмедова, У. Т. Глубинное выравнивание фронта вытеснения на основе использования пенных систем // Международная конференция «Нефтегазовая энергетика», - г. Ивано-Франковск: - 21-24 сентября, - 2021, - с.74-75.

7. Сулейманов, Б.А. Стратегия глубинного выравнивания фронта вытеснения при заводнении нефтяных пластов/ Б.А.Сулейманов, С.Д.Рзаева, А.Ф.Акберова, У.Т.Ахмедова // SOCAR «Proceedings», - 2021. № 4, - с.33-43.

8. Suleimanov, B.A. Self-foamed biosystem for Deep Reservoir Conformance Control/B.A.Suleimanov, S.J.Rzayeva, A.F.Akberova, U. T. Akhmedova// Petroleum Science and Technology, - 2022. Volume 40, - p.2450-2467.

9. Сулейманов, Б.А. Способ разработки нефтяной залежи, Евразийский патент № 041040 / Б.А. Сулейманов, С.Д.Рзаева, У.Т.Ахмедова, - 2022.

10. Рзаева, С. Д., Ахмедова, У. Т. Применение газированных биосистем для повышения нефтеотдачи пласта // Булатовские чтения: материалы VI Международной научно-практической конференции, - Краснодар: - 31 – марта, - 2022. – с. 275-277.

11. Ахмедова, У.Т. Новый способ разработки неоднородного пласта // Азербайджанское нефтяное хозяйство, - 2022. № 8, - с.70-76.

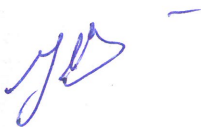
12. Ахмедова, У.Т. Обзор методов повышения нефтеотдачи пласта на основе использования пенных систем // SOCAR «Proceedings», - 2022. № 3, - с 76-84.

13. Сулейманов, Б.А. Способ предотвращения солеотложений, Евразийский патент № 042065/ Б.А. Сулейманов, А.А. Сулейманов, А.М.Самедов, С.Д. Рзаева, Ф.К. Кязимов, А.Ф.Акберова, У.Т. Ахмедова. - 2023.

14. Рзаева С.Д., Способ разработки неоднородного пласта. Евразийский патент № 042822 / С.Д. Рзаева, Ф.К.Кязимов, А.Ф.Акберова, У.Т. Ахмедова -2023.

Личный вклад соискателя

Работы [11,12] выполнены самостоятельно, в работах [2-5, 7-9, 13,14] участие в постановке задачи, проведении исследований и обобщении результатов, в работах [1,6,10] участие в постановке задачи и обобщении результатов.



Защита диссертации состоится 14 июня 2024 года в 11:00 на заседании Диссертационного совета ED 2.03, действующего на базе Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

Адрес: AZ1010, г. Баку, улица Д.Алиевой 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

« 13 » мая 2024 года

Подписано в печать: 10.05.2024

Формат бумаги: А5

Объём: 37033

Тираж: 70