

На правах рукописи

Алиханов Назим Теймурович



**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОЦЕНКИ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ
ВЕЩЕСТВ В СОСТАВЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ
ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ
ПЛАСТОВ**

*Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения
скважин*

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

Санкт-Петербург – 2025

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

Научный руководитель:

кандидат технических наук, доцент

Леушева Екатерина Леонидовна

Официальные оппоненты:

Каменских Сергей Владиславович

доктор технических наук, доцент, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Ухтинский государственный технический университет», кафедра бурения, машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов, доцент;

Мелехин Александр Александрович

кандидат технических наук, доцент, федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», кафедра нефтегазовых технологий, доцент.

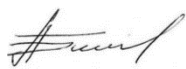
Ведущая организация - государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск.

Защита диссертации состоится **26 сентября 2025 г. в 14:00** на заседании диссертационного совета ГУ.10 Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я В.О. линия, д.2, **аудитория № 3321.**

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

Автореферат разослан 25 июля 2025 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



БЛИНОВ
Павел Александрович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Первичное вскрытие продуктивных пластов представляет собой один из важнейших этапов строительства нефтегазовых скважин. Ключевым фактором, влияющим на процесс вскрытия, является буровой раствор, способный изменить коллекторские свойства за счет проникновения жидкой и твердой фазы дисперсной системы. Несмотря на риск снижения дебита, буровые растворы на водной основе менее подвержены экологическим и экономическим ограничениям, чем углеводородные, они нашли наиболее широкое практическое применение, что обосновывает необходимость их дальнейшего совершенствования.

Причина заключается в особенностях поверхностных свойств горных пород. Большинство минеральных веществ изначально являются гидрофильными, однако в условиях продуктивных коллекторов горные породы приобретают олеофильные свойства ввиду осаждения органических веществ или адсорбции полярных компонентов нефти. В зависимости от типа смачиваемости горной породы происходит распределение флюидов в поровом пространстве: гидрофильные поверхности способствуют удержанию водной фазы, а гидрофобные — нефтяной. Таким образом, смачивающая нефть будет находиться в виде тонкой пленки на поверхности поровых каналов и фильтроваться только через мелкие поры, тогда как несмачивающая жидкость будет находиться в центре больших пор, и ее подвижность будет выше.

Во время бурения в продуктивном интервале проникновение фильтрата бурового раствора неизбежно. В случае, когда поровый канал смачивается нефтью, водный фильтрат бурового раствора захватывается в виде глобул, что приводит к блокированию поровых каналов и значительному снижению фазовой проницаемости по нефти. Следовательно, разработка метода оценки эффективности поверхностно-активного вещества (ПАВ) в составе бурового раствора на основе контроля и регулирования смачиваемости горной породы, межфазного натяжения и краевого угла смачивания на границе сред вода-нефть в зависимости от его вида и концентрации обеспечит качество первичного вскрытия продуктивных пластов.

Степень разработанности темы исследования

Значительный вклад в изучение поверхностных свойств и методов повышения качества вскрытия продуктивных пластов внесли отечественные и зарубежные ученые: А.И. Булатов, Г.В. Конесев, В.Н. Кошелев, В.А. Мосин, В.П. Овчинников, А.И. Пеньков, П.А. Ребиндер, В.И. Рябченко, W.G. Anderson, T.J. Ballard, P. Bedrikovetsky, D.B. Bennion, R.A. Dawe, C. Faruk, S.J. Johnson, M. Kiani, N.R. Morrow, A.D. Patel, M. Salehi.

Однако ученые детально не рассматривали вопрос о разработке методики, позволяющей оценить эффективность применения поверхностно-активных веществ с целью повышения качества первичного вскрытия пластов.

Объект исследования – терригенные нефтегазовые пласты ботуобинского продуктивного горизонта нефтегазоконденсатного месторождения.

Предмет исследования – физико-химические процессы в нефтегазовых терригенных коллекторах при их первичном вскрытии с применением буровых растворов на водной основе.

Цель работы – повышение качества первичного вскрытия продуктивных терригенных нефтегазовых пластов с использованием биополимерных буровых растворов на водной основе.

Идея работы. Поставленная цель достигается добавлением к биополимерным буровым растворам на водной основе неионогенных и ионных ПАВ, выбранных на основе разработанных методик оценки их эффективности.

Основные задачи исследования:

1. Теоретически обосновать возможность повышения качества первичного вскрытия продуктивного пласта за счёт регулирования физико-химических свойств фильтрата бурового раствора на водной основе.

2. Оценить эффективность применения различных типов ПАВ в составе фильтрата бурового раствора для регулирования смачиваемости и сохранения фильтрационных свойств пород при первичном вскрытии терригенного пласта.

3. Разработать методику лабораторной экспресс-оценки изменения фазовой проницаемости по нефти после воздействия

водного фильтрата бурового раствора при первичном вскрытии продуктивных пластов.

4. Построить и обосновать множественную регрессионную модель, описывающую влияние межфазного натяжения, краевого угла смачивания и размеров поровых каналов, позволяющую прогнозировать коэффициент обратной проницаемости терригенного коллектора.

Научная новизна работы:

1. Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена возможность контроля и регулирования коэффициента обратной проницаемости горной породы по нефти в процессе первичного вскрытия на основе экспресс-оценки влияния ПАВ на физико-химические свойства водного фильтрата бурового раствора.

2. Разработана трехфакторная математическая модель прогнозирования обратной проницаемости горной породы в лабораторных условиях после воздействия фильтрата бурового раствора, основанная на корреляции межфазного натяжения на границе фильтрат-нефть, краевого угла смачивания и диаметра поровых каналов породы коллектора.

Соответствие паспорту специальности

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин по пункту 7: Физико-химические процессы в объёме технологических жидкостей. Составы, свойства и технологии применения технологических жидкостей, химических реагентов для бурения и освоения скважин. Фильтрационные процессы в скважине.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Научно обоснована и практически подтверждена возможность сохранения и/или восстановления фильтрационно-емкостных свойств нефтегазового терригенного пласта при его первичном вскрытии биополимерными буровыми растворами на водной основе путем добавления к ним неионогенных и ионных ПАВ.

2. Предложена к промышленному использованию методика оценки влияния ПАВ на физико-химические свойства фильтрата бурового раствора, позволяющая в лабораторных и полевых условиях определить возможность сохранения/восстановления начальной

фазовой проницаемости коллектора. Методика внедрена в деятельность АО «НПО «Полицелл» (акт внедрения от 25.03.2025 г.).

3. Разработанные математические зависимости для расчета изменения фазовой проницаемости горной породы после воздействия фильтрата бурового раствора в процессе первичного вскрытия продуктивных пластов используются при проведении практических и лабораторных занятий студентов нефтегазового факультета Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II.

Методология и методы исследования

Исследование проводилось по предложенным методикам, тестирование технологических жидкостей проводилось согласно ГОСТ 33213–2014 и 33697–2015, API 13В и 13В-2. Полученные экспериментальные данные обрабатывались при помощи методов математической статистики на языке программирования R. Лабораторные испытания проведены на базе центра компетенций в области техники и технологий освоения месторождений в Арктических условиях Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II.

Положения, выносимые на защиту:

1. Добавление к биополимерному буровому раствору на водной основе неионогенных и ионных ПАВ, выбранных на основе экспресс-оценки снижения межфазного натяжения на границе фильтрат-нефть и краевого угла смачивания, позволит повысить качество первичного вскрытия терригенных нефтегазовых коллекторов за счет сохранения/восстановления их фазовой проницаемости по нефти.

2. Применение метода оценки эффективности ПАВ в составе фильтрата бурового раствора для первичного вскрытия нефтегазовых продуктивных пластов, основанного на эмпирически установленной многофакторной регрессионной модели, позволит прогнозировать и регулировать коэффициент обратной проницаемости горной породы.

Степень достоверности и апробации результатов подтверждается проведением экспериментальных исследований по соответствующим зарубежным и отечественным стандартам на современном оборудовании, достаточной сходимостью полученных результатов. Обработка экспериментальных исследований

осуществлена с помощью методики рационального математического планирования эксперимента. Полученные результаты исследований апробированы на всероссийских и международных конференциях.

Апробация диссертационной работы проведена на 4 научно-технических мероприятиях с докладами, в том числе на 3 международных. За последние 3 года принято участие в 3 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 2 международных: I Международной междисциплинарной научно-практической конференции «Человек в Арктике» (г. Санкт-Петербург, 2021 г.); II Международной научно-практической конференции «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями их разработки» (г. Тюмень, 2022 г.); XIII Международной научно-практической конференции «Инновационные перспективы Донбасса» (г. Донецк, 2022 г.); Технической сессии для экспертов нефтяной промышленности (г. Санкт-Петербург, 2025 г.).

Личный вклад автора. На основе литературных источников, аналитических и экспериментальных исследований обоснована необходимость учета поверхностно-активных свойств горной породы, в частности типа смачиваемости. Выполнены экспериментальные исследования по определению физико-химических свойств ПАВ и их влияния на относительную фазовую проницаемость продуктивного пласта по нефти. Предложена экспресс-оценка влияния ПАВ в составе буровых растворов и эмпирически установленная многофакторная регрессионная модель, прогнозирующая эффективность ПАВ.

Публикации по работе. Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 7 печатных работах, в том числе в 2 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в 3 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и в систему цитирования Scopus. Получено 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления,

введения, четырех глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 120 наименований, и 3 приложений. Диссертация изложена на 132 страницах машинописного текста, содержит 48 рисунков и 13 таблиц.

Благодарности. Автор выражает благодарность научному руководителю, к.т.н., доценту Леушевой Екатерине Леонидовне, за всестороннюю поддержку. Особая признательность выражается к.х.н. Камбулову Евгению Юрьевичу, к.т.н. Ламосову Михаилу Евгеньевичу и к.т.н., доценту Никитину Василию Игоревичу за замечания, консультации и интерес к исследованию. Автор также глубоко благодарен д.т.н., профессору Двойникову Михаилу Владимировичу за неоценимую помощь и методические рекомендации.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении представлена общая характеристика диссертационной работы, обоснована актуальность проведенных исследований, сформулированы цель и задачи работы. Проведен анализ современных научных источников, посвященных применению ПАВ в нефтегазовой отрасли и методам оценки их влияния на коллекторские свойства. Обоснованы научная новизна и практическая значимость результатов работы.

В первой главе рассмотрены причины и механизмы кольматации порового пространства продуктивного пласта, а также проведена оценка способности фильтрата бурового раствора снижать проницаемость. Рассмотрены поверхностные свойства горной породы, определена ключевая роль краевого угла смачивания в распределении флюидов в поровом пространстве. Приведены сведения о строении, классификации и физико-химических свойствах ПАВ. Проведен анализ опыта применения ПАВ на различных этапах жизненного цикла нефтегазовой скважины.

Во второй главе описана методика тестирования стандартизированных свойств буровых растворов и ПАВ. Разработаны методики проведения фильтрационно-емкостных исследований на приборе оценки закупоривающей способности, а также методы определения критической концентрации

мицеллообразования (ККМ) и оценки изменения смачиваемости поверхности породы.

В третьей главе представлены результаты лабораторных экспериментов, включая определение физико-химических свойств ПАВ, их классификацию и идентификацию действующего вещества. Представлена геологическая информация об объекте исследования. Проведена оценка возможности формирования гидрофильной поверхности на модели нефтенасыщенной породы. Проведены сравнительные исследования обратной проницаемости (отношение фазовой проницаемости по нефти до и после воздействия бурового раствора) в зависимости от состава используемой системы.

В четвертой главе проведен анализ данных, полученных по результатам экспресс-оценки ПАВ, построена многофакторная регрессионная модель и проведена оценка ее прогнозной способности.

В заключении кратко изложены основные результаты, полученные в ходе решения поставленных задач, а именно - подобранные по предложенному методу ПАВ в составе биополимерных буровых растворов, повысили качество первичного вскрытия терригенных нефтегазовых коллекторов. Кроме того, обозначены направления для дальнейшего развития исследований в рамках заявленной научной тематики.

Основные результаты отражены в следующих защищаемых положениях:

1. Добавление к биополимерному буровому раствору на водной основе неионогенных и ионных ПАВ, выбранных на основе экспресс-оценки снижения межфазного натяжения на границе фильтрат-нефть и краевого угла смачивания, позволит повысить качество первичного вскрытия терригенных нефтегазовых коллекторов за счет сохранения/восстановления их фазовой проницаемости по нефти.

В настоящее время ПАВ находят широкое применение в нефтегазовой отрасли благодаря их уникальным физико-химическим свойствам. Они используются в качестве эмульгаторов, пеногасителей, ингибиторов набухания глин, отмывающих добавок и других функциональных агентов. В методах увеличения нефтеотдачи

на различных стадиях разработки месторождений ПАВ демонстрируют высокую эффективность, в частности за счет изменения смачиваемости порового пространства.

Анализ существующих исследований показывает, что краевой угол смачивания фильтрата бурового раствора редко учитывается при бурении скважин, несмотря на его значительное влияние на фильтрационно-емкостные свойства коллектора. Смачиваемость порового пространства определяет распределение пластового флюида: смачивающая жидкость формирует пленку на поверхности крупных пор, тогда как несмачивающая занимает центральную часть порового канала, что способствует ее эффективному вытеснению. В процессе первичного вскрытия пласта буровой раствор под действием репрессии фильтруется в коллектор, а водный фильтрат преимущественно заполняет крупные поры, что увеличивает водонасыщенность и снижает фазовую проницаемость для нефти, особенно в гидрофобных коллекторах.

Для снижения проникновения фильтрата бурового раствора целесообразно использовать ПАВ, способные изменять смачиваемость пород. ПАВ состоят из гидрофильной (полярной) и гидрофобной (неполярной) частей. При проникновении в поровое пространство вместе с фильтратом происходит их адсорбция на границе раздела фаз: гидрофобная часть ориентируется на поверхность порового канала, а гидрофильная — на водную фазу. ПАВ снижает поверхностное натяжение и способствует образованию гидрофильной пленки. В результате в призабойной зоне формируется гидрофильная поверхность, замедляющая проникновение фильтрата бурового раствора и ограничивающая его продвижение в глубину коллектора (рисунок 1). В процессе освоения скважины такая поверхность способствует фильтрации нефти через центр порового канала, увеличивая ее подвижность.

Выбор оптимального ПАВ осуществляется на основе ряда параметров, среди которых: межфазное натяжение (МФН), краевой угол смачивания, критическая концентрация мицеллообразования (ККМ), поверхностная концентрация и энергия Гиббса. Измерение МФН проводилось методом висящей капли с использованием тензиометра KRUSS DSA 100. Метод основан на решении уравнения

Лапласа, которое описывает разницу давлений на различные точки капли. Процесс исследования представлен схематично (рисунок 2).

ККМ определяется по изменению межфазного натяжения в зависимости от концентрации ПАВ. Алгоритм расчета включает:

1. Проведение регрессионного анализа для получения аппроксимационных зависимостей.
 2. Интерполяцию зависимости МФН от концентрации ПАВ в диапазоне 0,05–1 %.
 3. Определение темпа прироста МФН.
 4. Выявление концентрации, при которой темп прироста снижается ниже 1 % — данное значение соответствует ККМ.
- Анализ влияния ПАВ на смачиваемость порового пространства проводится методом измерения краевого угла смачивания. Методика включает:

1. Размещение модели горной породы в кювету, заполненную модельной нефтью (керосином или н-гептаном).
2. Нанесение капли водного раствора ПАВ на поверхность и фиксация краевого угла смачивания.
3. Удаление первой капли после стабилизации угла смачивания и нанесение второй.
4. Если краевой угол смачивания второй капли ниже, чем первой, то подтверждается адсорбция молекул ПАВ и образование гидрофильной пленки.

Для оценки концентрации ПАВ, адсорбированного на границе раздела фаз, необходимо построить изотерму адсорбции ПАВ в зависимости от изменения межфазного натяжения. Применение уравнение Гиббса позволяет рассчитать поверхностный избыток по формуле (1) (рисунок 3):

$$\Gamma = - \frac{C}{RT} \left(\frac{d\sigma}{dC} \right) \quad (1)$$

где C – концентрация ПАВ в системе, моль/л; R – универсальная газовая постоянная; T – температура, при которой проводилось исследование, °К; σ – межфазное натяжение, мН/м.

Изменение термодинамической эффективности на разных концентрациях можно оценить по формуле (2) (рисунок 4):

$$\Delta G = RT \ln \left(\frac{\sigma_0}{\sigma} \right) \quad (2)$$

где σ_0 – межфазное натяжение без добавления ПАВ, мН/м; σ – межфазное натяжение при данной концентрации ПАВ, мН/м.

Для расчета свободной энергии адсорбции можно воспользоваться следующим уравнением (3) (таблица 1):

$$\Delta G_{\text{адс}} = RT \ln(C_{\text{ккм}}) \quad (3)$$

где $C_{\text{ккм}}$ – концентрация, при которой ПАВ достигает ККМ, моль/л.

Отрицательные значения ΔG означают, что адсорбция происходит самопроизвольно, и вещество активно адсорбируется на поверхности (например, ПАВ № 5).

Положительные значения ΔG указывают на менее благоприятную адсорбцию и возможные экспериментальные или теоретические отклонения либо высокую концентрацию ККМ.

В геологическом отношении объект исследования залежь пласта В5 (Тас-Юряхского нефтегазоконденсатное месторождение). Продуктивный интервал представлен светло-серыми средне- и мелкозернистыми песчаниками. Коллекторы представлены преимущественно кварцевыми песчаниками, реже — крупнозернистыми алевритами. Цемент представляют кальцит, доломит, гидрослюда, ангидрит и кварц с общим содержанием от долей процента до 7 %. В целом породы обладают хорошими коллекторскими свойствами.

По результатам проведенных исследований из более чем 40 образцов были отобраны десять ПАВ с концентрациями, обоснованными по ранее представленным методикам, различающихся по физико-химическим свойствам (неионогенный, катионный и анионный). Для оценки их влияния на коллекторские характеристики продуктивного пласта при проникновении фильтрата бурового раствора были выполнены фильтрационно-емкостные исследования. В качестве модельного коллектора использовалась насыпная среда, состоящая из кварцевого песка с добавлением пылевидного кварца.

Целью исследования являлось моделирование процесса проникновения фильтрата раствора на водной основе (РВО) в призабойную зону пласта и анализ изменений относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для пластовых флюидов.

Фильтрационно-емкостные исследования проводились на

насыпной модели с пористостью 0,36 и проницаемостью 780 мД. В качестве НПАВ выбран ОП-10, АПАВ - №11, КПАВ – бензалконий. Полученные результаты показали следующее (рисунок 5):

1. При воздействии фильтрата необработанного РВО ОФП по нефти значительно снижалась с увеличением водонасыщенности (S_v). Кривая изменения ОФП по нефти имеет вогнутый характер, а при $S_v = 0,55$ наблюдался прорыв воды.

2. Наилучший результат достигнут при использовании неионогенного ПАВ в концентрации 1 %. Кривая изменения ОФП по нефти в этом случае имела более прямолинейный характер, а нефть продолжала фильтроваться вплоть до $S_v = 0,7$.

3. Введение катионного ПАВ способствовало формированию более гидрофобной поверхности, вследствие чего пересечение ОФП по нефти и воде происходило уже при $S_v \approx 0,35$.

4. Анионный ПАВ обеспечивал повышение ОФП по нефти, однако его эффективность оказалась ниже, чем у неионогенного ПАВ, что, вероятно, связано с особенностями молекулярного строения.

Таким образом, сделан вывод, что выбор типа ПАВ оказывает существенное влияние на процесс фильтрации пластовых флюидов и может быть использован для регулирования фазовой проницаемости в призабойной зоне.

2. Применение метода оценки эффективности ПАВ в составе фильтрата бурового раствора для первичного вскрытия нефтегазовых продуктивных пластов, основанного на эмпирически установленной многофакторной регрессионной модели, позволит прогнозировать и регулировать коэффициент обратной проницаемости горной породы.

Одним из ключевых критериев, характеризующих качество первичного вскрытия продуктивного пласта, является фазовая проницаемость по нефти. При выборе ПАВ в составе бурового раствора, как правило, учитывается либо их влияние на поверхностное натяжение, либо на краевой угол смачивания. Однако рассмотрение этих параметров изолированно не позволяет объективно оценить комплексное воздействие ПАВ на фильтрационные свойства пласта. Для определения влияния ПАВ на фазовую проницаемость по нефти после проникновения фильтрата

бурового раствора необходимо проведение сравнительных экспериментальных исследований. Для этого необходимо использовать:

1. Тестер, закупоривающей способности бурового раствора – для моделирования кольматации в условиях взаимодействия скважины и продуктивного пласта.

2. Керамические диски с различными размерами поровых каналов - для воспроизведения коллекторских свойств продуктивных пород.

3. Буровые растворы на водной и углеводородной основе – для моделирования различных условий вскрытия пласта.

Эксперимент включает следующие этапы (рисунок 6):

1. Определение начальной проницаемости пористой среды по нефти K_0 .

2. Фильтрация бурового раствора для вскрытия через керамический диск (направление скважина-пласт).

3. Определение проницаемости керамического диска по нефти после фильтрации бурового раствора (направление пласт-скважина).

Преимуществом данного метода является воспроизводимость. Определение проницаемости выполняется на основе закона Дарси, при этом большинство параметров являются известными и постоянными (4):

$$K = \frac{q * \mu * h}{A * \Delta P} \quad (4)$$

где K – фазовая проницаемость по нефти, мкм²; q – расход модели нефти, м³/с; μ – вязкость модели нефти, мПа·с; h – толщина пористой среды, м; A – площадь фильтрации, м²; ΔP – перепад давления, МПа.

Для построения математической модели, описывающей влияние свойств ПАВ в фильтрате бурового раствора на K , был подготовлен тестовый набор данных, состоящий из 204 наблюдения, включающих в себя: 4 эксперимента по определению начальной фазовой проницаемости по нефти для керамических дисков со средним размером поровых каналов 3 мкм, 10 мкм, 55 мкм и 120 мкм и 200 экспериментов по определению фазовых проницаемостей по нефти для керамических дисков после воздействия модельного РВО и добавлением 0,05 %, 0,1 %, 0,25 %, 0,5 % и 1% ПАВ (3 анионных, 3

катионных, 4 неионогенных).

В качестве результирующей переменной (критерия качества вскрытия) выбран коэффициент β , характеризующий относительное изменение фазовой проницаемости по нефти после воздействия бурового раствора. Определяется по результатам эксперимента как (5):

$$\beta = \frac{K}{K_0} \quad (5)$$

Чтобы идентифицировать зависимость β от выбранных параметров, была построена множественная регрессия. Результаты построения (6):

$$\beta = 1,04338 - 0,00745 * \sigma - 0,00441 * \theta - 0,00153 * t \quad (6)$$

где σ – межфазное натяжение, мН/м; θ – краевой угол смачивания, °; t – средний размер поровых каналов керамического диска, мкм.

По результатам регрессионного анализа все параметры модели имеют уровень статистической значимости на уровне 0,1 %. Это означает, что вероятность ошибки первого рода при отклонении нулевой гипотезы относительно каждого из параметров модели составляет менее 0,1 %. Следовательно, можно с высокой степенью уверенности утверждать, что переменные σ , θ и t оказывают значимое влияние на зависимую переменную.

Была проведена проверка модели на гетероскедастичность остатков с использованием критерия Бройша-Пагана. Результаты теста свидетельствуют о гомоскедастичности остатков модели. Это означает, что дисперсия ошибок остается постоянной по всему диапазону значений предикторов, и, следовательно, оценки коэффициентов регрессии являются состоятельными и эффективными.

Дополнительно была проведена проверка нормальности распределения остатков с помощью теста Шапиро-Уилка. Результаты теста показали, что остатки имеют распределение, близкое к нормальному, что соответствует допущениям линейной регрессии и подтверждает надежность оценок коэффициентов модели.

Коэффициент детерминации ($R^2 = 0,777$) показывает, что модель объясняет 77,7 % дисперсии зависимой переменной, что

свидетельствует о высокой объясняющей способности модели.

Показатель RMSE (корень из средней квадратичной ошибки) означает, что средняя ошибка предсказаний модели в абсолютных значениях равна 0,086 единиц результирующей переменной. Относительная ошибка модели, рассчитанная как отношение RMSE к среднему значению зависимой переменной, составляет 19 %, что указывает на средний уровень точности прогноза.

Если рассматривать полученные коэффициенты регрессии, можно сделать ложный вывод, что наибольшее влияние оказывает переменная натяжения (σ), так как ее коэффициент по абсолютному значению выше остальных. Однако, чтобы корректно сравнивать влияние факторов, необходимо стандартизировать переменные, исключив влияние различий в шкалах измерения.

После стандартизации предикторов (преобразование в отклонения от среднего, деленные на стандартное отклонение) были получены следующие результаты (7):

$$\beta = 0,44545 - 0,04431 * \sigma - 0,13136 * \theta - 0,07129 * m \quad (7)$$

Основные характеристики модели (значимость коэффициентов, коэффициент детерминации) не изменились, поскольку множественная линейная регрессия нечувствительна к шкале факторов. Однако стандартизированные коэффициенты позволяют корректно оценить силу влияния предикторов.

Анализ показывает, что краевой угол смачивания (θ) оказывает наиболее выраженное влияние на зависимую переменную, поскольку его стандартизированный коэффициент имеет наибольшее абсолютное значение (-0,13136). Влияние среднего размера поровых каналов (m) также значимо, однако следует учитывать, что в выборке содержится ограниченное количество наблюдений с различными значениями пористости, что может влиять на точность оценки коэффициента. Увеличение числа наблюдений могло бы скорректировать данный результат, приблизив его к истинному.

Для повышения качества модели были предприняты попытки построения нелинейных зависимостей. Однако степенные и показательные зависимости продемонстрировали худшие значения информационных критериев и скорректированного коэффициента детерминации, а также сниженную предсказательную способность по

сравнению с линейной моделью. Полиномиальные зависимости обеспечили лишь незначительный прирост качества модели, однако их использование снижает интерпретируемость результатов и увеличивает риск переобучения.

Принимая во внимание сочетание $RMSE = 0,086$ и $R^2 = 0,777$, а также результаты анализа альтернативных типов зависимостей, можно сделать вывод, что выбранная линейная модель является оптимальной с точки зрения баланса между точностью предсказаний, интерпретируемостью и устойчивостью к переобучению.

Визуализация математической модели представлена на рисунке 7. График иллюстрирует зависимость β (коэффициент обратной проницаемости) от σ (межфазного натяжения) с разбивкой по m (среднему размеру поровых каналов). Цвет точек соответствует θ (краевому углу смачивания), при этом темные точки обозначают меньший угол и большую гидрофильность, а светлые точки – больший угол и гидрофобные условия.

Анализ фактических данных показывает, что при низкой пористости ($m = 3, 10, 55$) фазовая проницаемость нефти (β) сильно варьируется, что связано с высоким влиянием ПАВ на смачиваемость пород. Выбор ПАВ в таких условиях играет критическую роль: правильно подобранный реагент может существенно повысить фазовую проницаемость, тогда как неподходящий состав приведет к ухудшению фильтрационных характеристик коллектора. Влияние величины краевого угла смачивания также выражено – чем выше гидрофильность (меньший угол, темные точки), тем выше фазовая проницаемость по нефти. Напротив, при гидрофобных условиях (большой угол, светлые точки) β значительно снижается, что подтверждает важность управления смачиваемостью в коллекторах с малой пористостью.

При высокой пористости ($m = 120$) значения β стабильны и расположены близко друг к другу, что указывает на слабую зависимость фазовой проницаемости по нефти от натяжения и угла. Это свидетельствует о том, что влияние ПАВ в таких условиях ослаблено, поскольку фильтрационные свойства коллектора в большей степени определяются макропористой структурой порового пространства, а не поверхностными эффектами. В таких условиях

регулирование физико-химических свойств фильтрата становится нецелесообразным, и вместо подбора ПАВ основное внимание следует уделить использованию колюматирующих добавок, позволяющих снизить избыточную фильтрацию бурового раствора и предотвратить снижение добычи.

Таким образом, результаты анализа экспериментальных данных подтверждают, что ПАВ, находящиеся в фильтрате бурового раствора, являются эффективным инструментом управления фазовой проницаемостью по нефти в коллекторах с низким размером поровых каналов (3 – 55 мкм), тогда как в крупнопористых породах (120 мкм) их применение нецелесообразно, и регулирование фильтрации бурового раствора при первичном вскрытии пласта должно осуществляться за счет выбора колюматизирующего состава бурового раствора.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации содержится решение актуальной научно-технической задачи повышения качества первичного вскрытия терригенных нефтегазовых коллекторов путем применения биополимерных буровых растворов с добавлением неионогенных и ионных ПАВ, позволяющих сохранять или восстанавливать фазовую проницаемость горной породы по нефти.

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы:

1. Обоснована целесообразность управления физико-химическими свойствами фильтрата бурового раствора на водной основе с применением ПАВ, способных изменять межфазное натяжение на границе фильтрат-нефть и краевой угол смачивания.

2. Проведён цикл фильтрационных экспериментов с водными растворами ПАВ различной природы, в ходе которых зафиксировано изменение кривых относительных фазовых проницаемостей по нефти в зависимости от водонасыщенности. Установлено, что использование ПАВ позволяет повысить подвижность нефти.

3. Разработана методика экспресс-оценки эффективности ПАВ в составе фильтрата бурового раствора на основе определения коэффициента обратной проницаемости. Методика реализована с использованием прибора для измерения закупоривающей

способности и позволяет оперативно сравнивать степень загрязнения в различных условиях.

4. На основе эмпирических данных построена и статистически верифицирована множественная регрессионная модель, описывающая зависимость обратной проницаемости по нефти от межфазного натяжения, краевого угла смачивания и среднего размера поровых каналов коллектора.

5. В качестве дальнейшего развития исследования по теме диссертации необходимо увеличить количество исследований на керамических дисках с размером поровых каналов между 55 мкм и 120 мкм, а также провести испытания на других типах буровых растворов на водной основе.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ:

Публикации в изданиях перечня ВАК:

1. Леушева Е.Л. Исследование безбаритных буровых растворов / Е.Л. Леушева, **Н.Т. Алиханов** // Недропользование. - 2021. - Т. 21, №3. - С. 123-130. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.4

2. Леушева Е.Л. Выбор ПАВ для применения в буровых технологических жидкостях Обоснование методики / Е.Л. Леушева, **Н.Т. Алиханов** // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – №7 (139). – С. 42-48.

Публикации в издании, входящем в международную базу данных и систему цитирования Scopus:

3. Leusheva E. Barite-free muds for drilling-in the formations with abnormally high pressure / E. Leusheva, **N. Alikhanov**, V. Morenov // Fluids. – 2022. – Т. 7. – №. 8. – С. 268. DOI: 10.3390/fluids7080268

4. Леушева Е.Л. Исследование реологических свойств безбаритного бурового раствора повышенной плотности / Е.Л. Леушева, **Н.Т. Алиханов**, Н.Н. Бровкина // Записки Горного института. - 2022. - Т. 258. - С. 976-985. DOI: 10.31897/PMI.2022.38

5. Leusheva E. Experimental Evaluation of Influence of Physico-chemical Properties of Surfactants on Drilling Process in Pay-zones / E. Leusheva, **N. Alikhanov**, S.S. Tabatabaee Moradi // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2025. – Vol.38, № 4. – pp. 819-829. DOI: 10.5829/ije.2025.38.04a.13

Публикации в прочих изданиях:

6. **Алиханов, Н.Т.** Анализ геотермальной энергетики и строительства петротермальных скважин / **Н.Т. Алиханов, Е.Л. Леушева** // Инновационные перспективы Донбасса : Материалы 8-й Международной научно-практической конференции, Донецк, 24–26 мая 2022 года. Том 6. – Донецк: Донецкий национальный технический университет, 2022. – С. 162-164. – EDN: BSDWST.

7. **Алиханов, Н.Т.** Исследование и разработка утяжеленных высокоминерализованных буровых растворов без твердой фазы / **Н.Т. Алиханов, Е.Л. Леушева** // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки: материалы II международной научно-практической конференции, посвященной памяти Виктора Ефимовича Копылова, Тюмень, 15–17 февраля 2022 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 375-379. – EDN: BRIVJC.

Свидетельство на объект интеллектуальной собственности:

8. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022680871. Программа для моделирования параметров буровых растворов «Мат-Квадрат». Заявка № 2022680368: заявл. 01.11.2022: опубл. 08.11.2022 / Е.Л. Леушева, **Н.Т. Алиханов, Э.Э. Овсепян**: заявитель/правообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет». – 68 МБ.

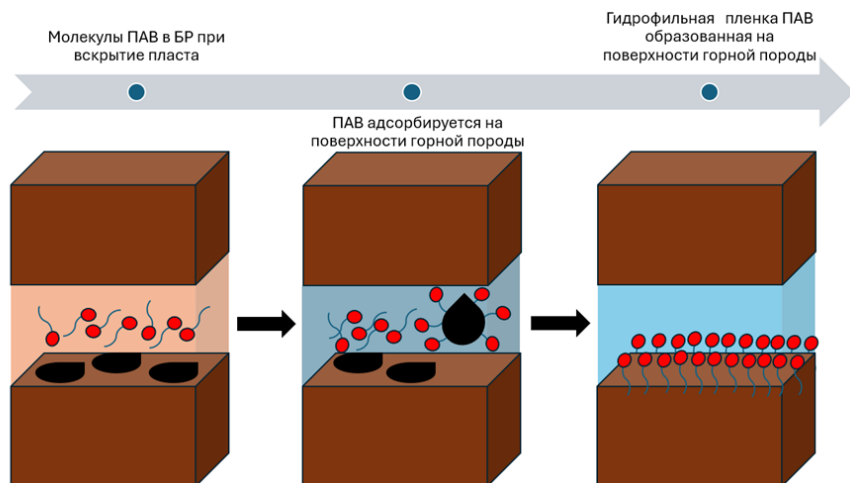


Рисунок 1 – Процесс формирования гидрофильной поверхности при адсорбции ПАВ из фильтрата бурового раствора

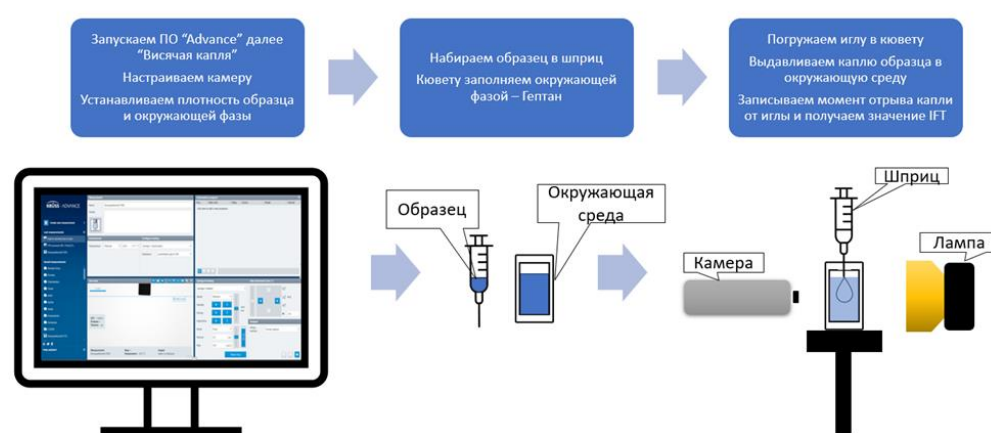


Рисунок 2 – Процесс измерения МФН на тензиометре

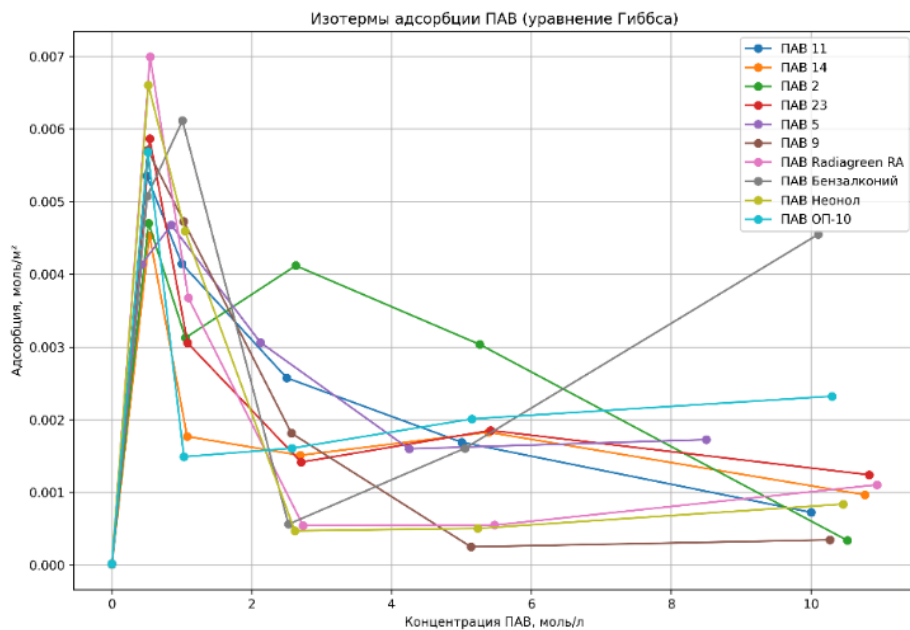


Рисунок 3 – Изотермы адсорбции ПАВ

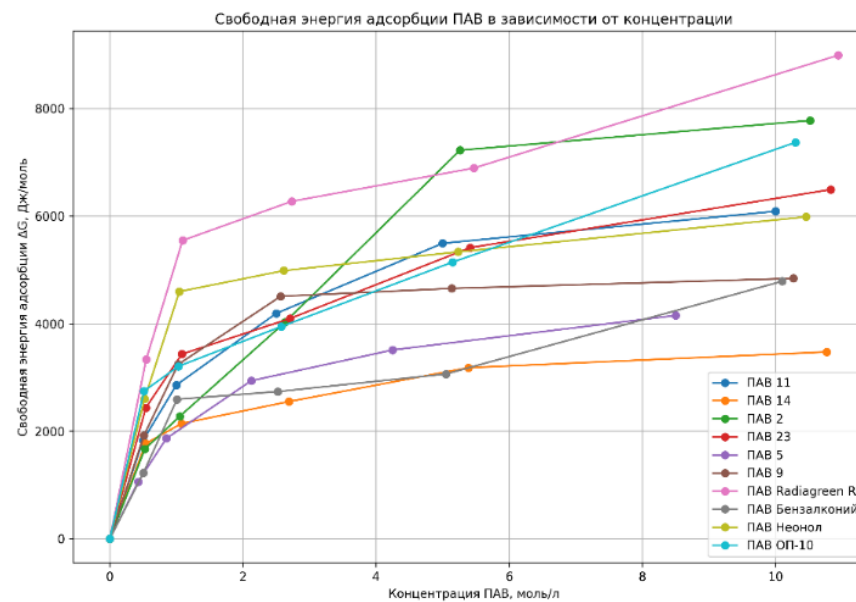


Рисунок 4 – Свободная энергии адсорбции ПАВ

Таблица 1 – Результаты расчета свободной энергии адсорбции

Образец ПАВ	ΔG , Дж/моль
№11	- 1718.19
№14	- 1534.31
№2	- 1592.53
№23	- 1520.54
№5	- 402.86
№9	- 1652.15
Radiagreen RA	- 1495.49
Бензалконий	24.67
Неонол	- 1606.71
ОП-10	- 1644.92

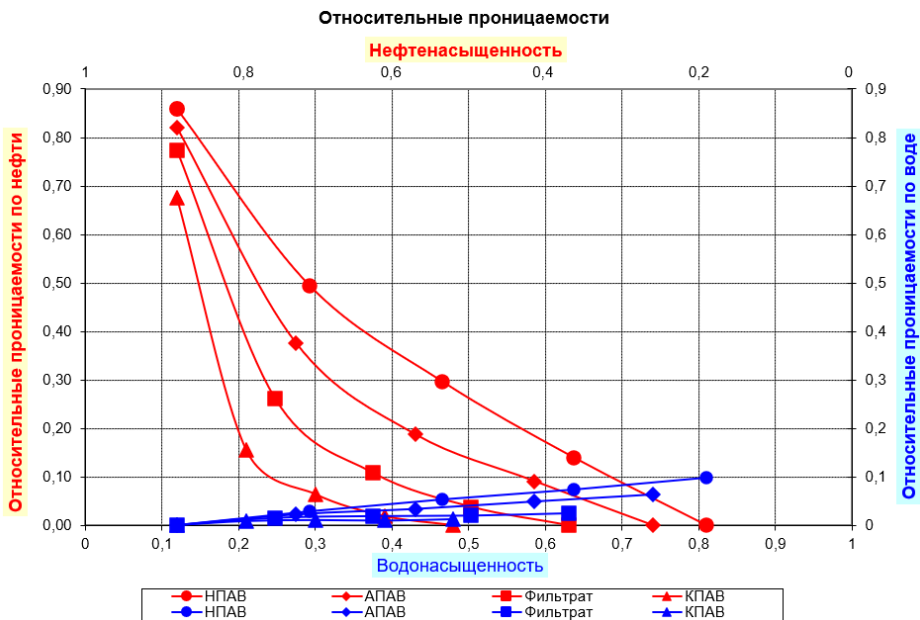


Рисунок 5 – Результаты измерения ОФП для различных ПАВ

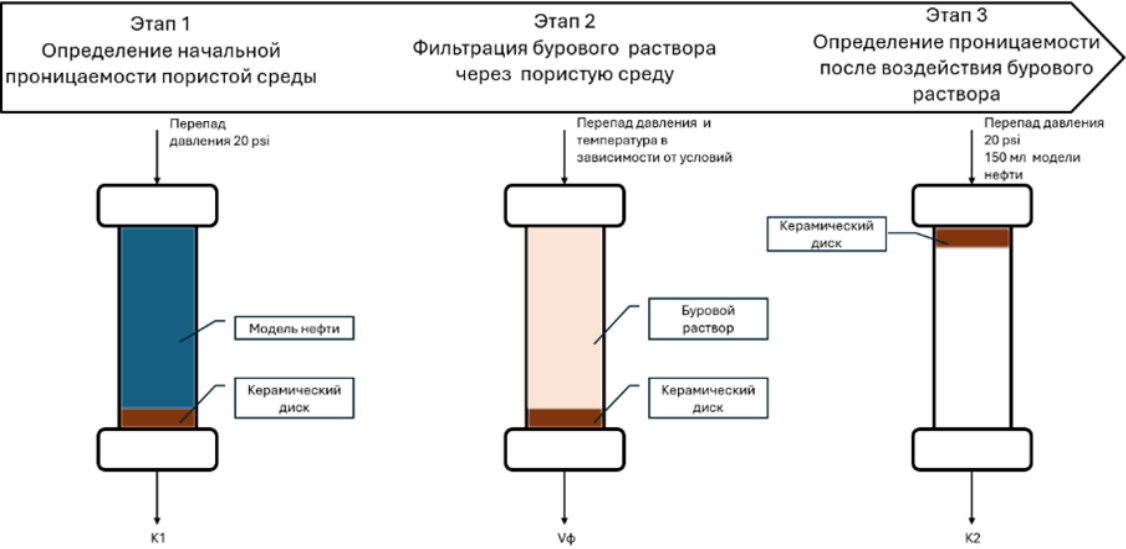


Рисунок 6 – Процесс проведения ФЕС на керамических дисках

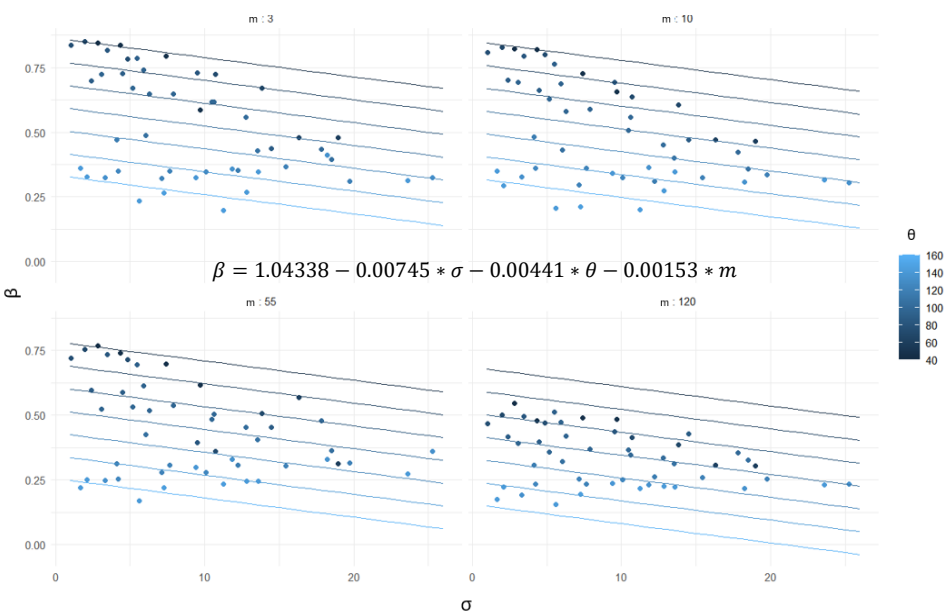


Рисунок 7 – Прогнозное влияние натяжения и угла смачивания на сохранение проницаемости при разных размерах пор