

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

*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

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель  
кандидат технических наук, доцент  
Леушева Е.Л.

Санкт-Петербург – 2025

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>4</b>
<b>ГЛАВА 1 НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ В СОСТАВЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.....</b>	<b>10</b>
1.1 Кольматация продуктивного пласта твердой фазой бурового раствора .....	10
1.2 Кольматация продуктивного пласта фильтратом бурового раствора .....	13
1.3 Влияние поверхностных свойств на качество первичного вскрытия .....	16
1.4 Анализ поверхностно-активных веществ .....	23
1.5 Анализ опыта применения поверхностно-активных веществ при строительстве и эксплуатации нефтегазовых скважин .....	26
1.6 Выводы к Главе 1 .....	41
<b>ГЛАВА 2 МЕТОДЫ И МЕТОДОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ И ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.....</b>	<b>43</b>
2.1 Комплексная методика исследования поверхностно-активных веществ .....	43
2.1.1 Определение поверхностного натяжения.....	43
2.1.2 Определение критической концентрации мицеллообразования.....	45
2.1.3 Определение типа смачиваемости.....	46
2.1.4 Определение класса поверхностно-активных веществ .....	48
2.2 Определение основных свойств буровых растворов.....	49
2.3 Фильтрационно-емкостное исследование на керамических дисках .....	52
2.4 Фильтрационно-емкостное исследование на насыпной модели .....	54
2.5 Выводы к Главе 2.....	56
<b>ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И АНАЛИЗ РАЗРАБОТАННОГО МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ.....</b>	<b>58</b>

3.1	Определение межфазного натяжения и критической концентрации мицеллообразования поверхностно-активных веществ.....	58
3.2	Определение способности поверхностно-активных веществ изменять физико-химические свойства фильтрата бурового раствора.....	61
3.3	Определение термодинамической эффективности поверхностно-активных веществ .....	72
3.4	Классификация исследуемых поверхностно-активных веществ .....	75
3.5	Геолого-физическая характеристика объекта исследования.....	81
3.6	Проведение фильтрационных исследований на насыпной модели .....	82
3.7	Проведение фильтрационно-емкостных исследований на керамических дисках .....	85
3.8	Выводы к Главе 3 .....	92
	<b>ГЛАВА 4 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ И АНАЛИЗ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ И КРАЕВОГО УГЛА СМАЧИВАНИЯ НА ОБРАТНУЮ ПРОНИЦАЕМОСТЬ.</b>	<b>94</b>
4.1	Подготовка экспериментальных данных для проведения регрессионного анализа.....	94
4.2	Построение множественной линейной регрессии.....	101
4.3	Оценка полученной математической модели .....	104
4.4	Интерпретация множественной линейной регрессии .....	105
4.5	Выводы к Главе 4.....	110
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>112</b>
	<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....</b>	<b>113</b>
	<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>114</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А Матрица парных диаграмм рассеяния с распределениями (pairplot), охватывающая ключевые переменные.....</b>	<b>129</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения результатов диссертации в деятельность АО «НПО «Полицелл» .....</b>	<b>130</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В Свидетельство о регистрации ЭВМ .....</b>	<b>131</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **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 ботубинского 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.

### **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 научной 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., Приложение Б).

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 результатов исследования** подтверждается проведением экспериментальных исследований по соответствующим зарубежным и ответственным 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 результатов** проведена на 4 научно-практических 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**

Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 7 печатных работах (пункты списка литературы № 4, 5, 19, 20, 21, 82, 83), 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, в 3 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и в систему цитирования Scopus. Получено 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ (Приложение В).

## **Структура диссертации**

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.

# ГЛАВА 1 НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ В СОСТАВЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

## 1.1 Кольматация продуктивного пласта твердой фазой бурового раствора

Строительство нефтегазовых скважин сопровождается технологически сложным и опасным процессом бурения. Этот процесс поддерживается за счет применения специальных технологических жидкостей – буровых растворов. Они обладают рядом физико-химических свойств, обеспечивающих выполнение таких важных задач, как: обеспечение противодействия для предупреждения газо-водо-нефтепроявлений (ГНВП), очистка забоя скважины от выбуренной породы, предупреждение нарушений целостности ствола скважины, смазывание и охлаждение элементов компоновки низа бурильной колонны (КНБК)[4]. Однако на этапе бурения секции под эксплуатационную колонну применяются специальные буровые растворы для вскрытия продуктивных горизонтов. К этим растворам необходимо уделять особое внимание, так как от них зависит будущий дебит скважины.

Буровые растворы для вскрытия должны обеспечивать не только выполнение всех задач буровых растворов, но и обеспечивать минимальное влияние на коллектор. Как известно, во время бурения скважины буровой раствор фильтруется в поровое пространство, что приводит к загрязнению пласта. Изменение проницаемости, связанное с проникновением в коллектор твердой и жидкой фазы бурового раствора, называется кольматацией [5]. Долгое время проникновение твердой фазы являлось одним из основных направлений изучения загрязняющей способности буровых растворов [37]. Результаты этих исследований возможно обобщить в несколько основных тезисов:

1. Применение любой системы бурового раствора приводит к повреждению продуктивного пласта ввиду вторжения твердой фазы.
2. Путем подбора кольматирующего материала можно контролировать глубину проникновения и степень повреждения фильтрационно-емкостных свойств.

3. Эффективность кольтатирующего материала с целью снижения загрязнения порового пространства зависит от гранулометрического состава самого материала и размера поровых каналов.

4. Применение слишком мелкого кольтатанта приводит к большему вторжению твердых частиц, а применение слишком крупного кольтатанта приводит к низкому значению обратной проницаемости из-за вторжения молекул полимеров и тонкодисперсного шлама.

5. Невозможно полностью удалить кольтатант из порового пространства во время обратной промывки.

Одним из наиболее интересных исследований является работа по определению влияния концентрации твердой фазы на объем фильтрации и на обратную проницаемость. Бутовой раствор без твердой фазы имел наибольшую мгновенную фильтрацию, однако достаточно быстро он стабилизировался. В это же время бутовые растворы, содержащие барит обладали практически нулевой мгновенной фильтрацией, но с ростом концентрации барита увеличивался и общий объем фильтрации. Связано это с тем, что равномерное распределение твердой фазы в фильтрационной корке создает однородную фильтрационную среду, увеличивающую общие потери жидкости [73]. Далее исследователи оценили коэффициент восстановления проницаемости после обратной промывки и было обнаружено, что бутовой раствор с наибольшей концентрацией барита обладает лучшей проницаемостью, восстановление до 90 %. При этом бутовой раствор без твердой фазы показал худший результат – 78 %. Связано это с тем, что полимеры из бутового раствора проникали намного глубже и снижали проницаемость за счет глубокой кольтатации поровых каналов [82]. Полученные результаты направили в сторону исследования глубины проникновения твердой фазы. Была предпринята попытка установить зависимость восстановления проницаемости от проникновения твердой фазы, при этом исключить влияние фильтрата. По результатам этих исследований можно сделать несколько выводов:

1. Отчетливо видна тенденция увеличения объема фильтрата для кернов с более низкой проницаемостью.

2. Восстановление проницаемости лучше на том керне, где меньше накопленный объем фильтрата.

Более того, было установлено, что глубина проникновения твердой фазы не превышает 25 мм, что является крайне малым для оказания серьёзного влияния на проницаемость [49]. Однако следует отметить, что это утверждение верно только для скважин, где продуктивный горизонт в дальнейшем будет перфорироваться; в случае, когда ствол не будет обсаживаться, проникновение твердой фазой до 2,5 см может оказаться существенной проблемой. Это связано с необходимостью создания высокого градиента давления через поврежденной слой, что влияет на такой параметр, как инициирование течения жидкости в поровой среде (FIP). Было проведено фильтрационное исследование на разных кернах с биополимерным буровым раствором. Установлено, что у низкопроницаемого коллектора FIP в разы выше, чем у более проницаемого. Предполагалось, что это обосновывается фильтрационной коркой, ведь чем ниже проницаемость керна, тем толще фильтрационная корка. Повторный эксперимент, но с удалением фильтрационной корки, показал, что FIP незначительно уменьшается, следовательно, не фильтрационная корка создает такое сопротивление течению [63]. Во время параллельных исследований была установлена зависимость FIP от основ буровых растворов: так, растворы на углеводородной основе (РУО) оказывают намного меньшее влияние, чем растворы на водной основе (РВО) [81]. На основе всех этих исследований можно сказать, что в низкопроницаемые коллекторы твердая фаза не проникает, а значит высокое значение FIP объясняется только образованием эмульсий и влиянием двухфазных потоков в коллекторе. На основе результатов исследований, приведенных выше, можно сказать, что влияние фильтрата на изменение проницаемости коллектора гораздо сильнее, чем только у твердой фазы [20]. Связано это с тем, что фильтрат бурового раствора способен изменить состояние коллектора, мобилизовать глинистые частицы, а также повлиять на поверхностное взаимодействие с флюидом пласта, тем самым образовать эмульсию. Эти явления оказывают существенное влияние на фазовую

проницаемость нефти, что не всегда учитывается при вскрытии продуктивного горизонта.

## **1.2 Кольматация продуктивного пласта фильтратом бурового раствора**

Один из наиболее изученных факторов влияния на проницаемость продуктивной зоны — это минерализация фильтрата [58]. Благодаря исследованиям, проведенным на водочувствительных кернах, была установлена зависимость восстановления проницаемости от минерализации фильтрата. Более того, отмечена важность выбора солей. Так, в натриевой глине восстановление проницаемости было гораздо выше в случае применения солей кальция и алюминия, которые в результате замещения этими ионами преобразовались из натриевых в кальциевые и занимали меньше места. Во время тестирования различных составов было установлено, что минерализованный фильтрат в отдельных случаях приводит к увеличению относительной проницаемости по нефти [103]. Объяснить это возможно тем, что ионы солей не только предотвращают набухание глины и перекрытие поровых каналов, но и факт того, что предупреждается декоагуляция глин и их дальнейшее движение по поровым каналам. Исследователи обращают особое внимание на составы буровых растворов и выбора применяемых солей, так как минерализация помогает предупредить кольматацию, но использование многовалентных катионов может привести к образованию нерастворимого осадка в поровом канале, что приведет к его закупорке и снижению проницаемости. В некоторых работах отмечают также возможность образования на поверхности гидрофильного песчаника гидрофобных пленок за счет взаимодействия сырой нефти с ионами переходных металлов. Образование таких пленок негативно влияет на проницаемости коллектора за счет двух факторов: изменение смачиваемости и уменьшение диаметра порового канала [90].

Помимо ионов солей, буровые растворы содержат различные реагенты для контроля реологических свойств. Тут важно отметить применения различных разжижителей и реагентов, контролирующих pH среды, например, каустическая сода [19]. Одна из основных причин их добавления — это предупреждение коагуляции

глины, содержащейся в буровом растворе и выбуренной породе. Эти добавки способны проникать в поровое пространство вместе с фильтратом и снижать проницаемость путем диспергирования частиц глины с дальнейшим ее мигрированием и закупоркой вглубь поровых каналов. По этой причине рекомендуется применять биополимерные буровые растворы, которые не нуждаются в реагентах-разжижителях, и поддерживать pH бурового раствора в пределах 9–9,5 [103].

Известно, что эффективная проницаемость (фазовая проницаемость) зависит от насыщенности коллектора различными пластовыми флюидами. Данная зависимость используется при разработке и добыче, но не учитывается во время бурения. Однако учитывать изменение насыщенности особенно важно при первичном вскрытии продуктивного горизонта. Проникновение фильтрата РВО в поровое пространство приводит к изменению водонасыщенности в призабойной зоне пласта (ПЗП). Это наиболее узкая часть потока и значение дебита скважины зависит от фазовой проницаемости на этом участке [53]. Контролировать проникновение фильтрата при первичном вскрытии важно ввиду того, что водная фаза может быть захвачена и удалена ею крайне сложно [54]. Степень захвата зависит от пяти параметров [11]:

1. Соотношение начальной и остаточной водонасыщенности. С увеличением данной разницы прямо пропорционально увеличивается возможность захвата водной фазы.

2. Вид кривой фазовых проницаемостей влияет на степень повреждения от захвата водной фазы. Криволинейность относительной проницаемости зависит от типа среды и влияния многофазных помех.

3. Пластовое давление. Пластовое давление определяет капиллярный градиент: чем он выше, тем ниже остаточная водонасыщенность. Более того, высокое пластовое давление позволяет создать более высокий градиент перепада, для того чтобы мобилизовать захваченную воду и удалить из поровых каналов.

4. Глубина проникновения фильтрата. Чем глубже фильтрат проникает в поровое пространство, тем меньшую депрессию на него возможно будет оказать, чтобы удалить захваченную водную фазу.

5. Смачиваемость. Если коллектор гидрофильный, то, как правило, значение начального водонасыщения близко к остаточному значению, следовательно, такие коллекторы меньше подвержены явлению захвата воды. Сильно гидрофобный же коллектор обладает крайне низким значением начального водонасыщения, следовательно, намного больше склонны к водным фазовым захватам.

Учитывая все факторы, описанные выше, и имея большую базу данных, по результатам оценки захвата водной фазы исследователями было предложено уравнение (1.1), определяющее потенциал тяжести захвата водной фазы [54]:

$$APT_i = 0,25 * \ln(k_a) + 2,2 * S_{wi} - RP_a - IP_a + PR_a, \quad (1.1)$$

где  $APT_i$  – индекс захвата водной фазы;

$k_a$  – средняя воздухопроницаемость пласта, м<sup>2</sup>;

$S_{wi}$  – начальная водонасыщенность;

$RP_a$  – коэффициент корректировки относительной проницаемости;

$IP_a$  – коэффициент корректировки на профиль вторжения;

$PR_a$  – коэффициент корректировки на пластовое давление.

Если индекс захвата водной фазы больше 1, то пласт не склонен к захвату, если меньше 0,8, то пласт значительно склонен к захвату.

Формула для определения индекса захвата воды была выведена на основе данных, полученных на кернах гидрофильных, это было отмечено исследователями, поэтому для дальнейшего тестирования применялись и гидрофобные керны, которые достаточно распространены в высокопроницаемых средах, таких как нефтеносные песчаники и карбонаты. Так из уравнения Лапласа-Юнга (1.2):

$$P_c = 2\sigma \cos \theta / R_p, \quad (1.2)$$

где  $P_c$  – капиллярное давление, Па;

$\sigma$  – межфазовое натяжение, Н/м;

$\theta$  – краевой угол смачивания, рад;

$R_p$  – радиус пор, м.

Можно сделать следующий вывод: чем меньше межфазовое натяжение и чем менее гидрофобная поверхность, тем меньше воды будет захвачено при одном и том же градиенте капиллярного давления, следовательно, проще ее убрать. Стоит отметить, что загрязнение коллектора очень сильно связано со смачиваемостью, однако в большинстве исследований по изменению фазовых проницаемостей этот фактор опускается и не так освещен.

### 1.3 Влияние поверхностных свойств на качество первичного вскрытия

Смачивание - это явление, характеризующее взаимодействие жидкой фазы с твердой поверхностью в присутствии трех несмешивающихся фаз. Во время данного поверхностного явления происходит уменьшение поверхностной энергии. Смачиваемость характеризуется краевым углом смачивания (1.3), который определяется по формуле Юнга:

$$\cos \theta = (\sigma_T - \sigma_{ТЖ}) / \sigma_{Ж} , \quad (1.3)$$

где  $\sigma_T$  – поверхностное натяжение твердого тела, Н/м;

$\sigma_{ТЖ}$  – межфазное натяжение на границе твердое тело-жидкость, Н/м;

$\sigma_{Ж}$  – поверхностное натяжение жидкости, Н/м.

В зависимости от угла определяется тип смачиваемости поверхности твердого тела. Если  $\theta > 90^\circ$ , то поверхность считается гидрофобной и жидкость на ней не растекается, если  $\theta < 90^\circ$ , то поверхность гидрофильная и жидкость смачивает поверхность частично или полностью. Возможно наблюдать задержку в установлении равновесия капли. Это явление называется гистерезисом смачивания и зависит от сцепления между молекулами жидкости и твердого тела (адгезии) и сил сцепления между молекулами жидкости (когезии) [69].

Согласно формуле определения индекса захвата водной фазы, из-за влияния смачиваемости на начальную водонасыщенность коллектора возможно предупредить снижение проницаемости пласта. Однако исследователями было

установлено, что в гидрофобном коллекторе, несмотря на низкую начальную водонасыщенность, фазовая проницаемость по нефти намного ниже ее абсолютной проницаемости [45]. Из этого следует, что в гидрофобных коллекторах на снижение проницаемости нефти влияет не только фазовый захват воды.

При формировании коллектора вода может находиться в нем в нескольких состояниях [45]:

- в местах, где интенсивно проявляются капиллярные силы, вода будет находиться в состоянии – капиллярно связанной;
- состояние адсорбционной воды встречается в случаях, когда вода прочно связана с частицами пористой среды и удерживается молекулярными силами у поверхности породы;
- если поверхность породы находится в гидрофильном состоянии, то вода находится в виде пленки;
- свободная вода встречается в дисперсных структурах, где она удерживается капиллярными силами.

Если вода отсутствует в виде пленки на поверхности породы, то в результате адсорбции полярных компонентов или осаждения органических веществ горная порода будет в гидрофобном состоянии. Понимание того, какой жидкостью смачивается коллектор, крайне важно, так как от этого зависит распределение флюидов. Известно, что смачивающая жидкость находится в виде пленки на поверхности поровых каналов, в то время как несмачивающая жидкость будет находиться в центрах этих пор. Таким образом, проницаемость для несмачивающей жидкости выше, чем у смачивающей [47]. Это связано с тем, что смачивающая жидкость будет перемещаться через меньшие поровые каналы и более мелкие поры, в то время как несмачивающая жидкость будет легко фильтроваться по центру больших пор. Более того, с уменьшением концентрации смачивающей жидкости несмачивающая фаза будет захватываться в виде глобул в больших порах, которые блокируют большие поры и еще больше снижают фазовую проницаемость смачивающей жидкости [105]. При этом несмачивающая жидкость продолжит

фильтроваться, и ее эффективная проницаемость может приблизиться к значениям абсолютной проницаемости данного коллектора.

Для определения зависимости относительной фазовой проницаемости (ОФП) от типа смачиваемости коллектора было проведено исследование на синтетическом керне. Перед тем как насыщать и задавать нужный тип смачиваемости, керны выжигались при температуре 1000 °С для того, чтобы удалить абсолютно все адсорбированные вещества [76]. Известно, что чистая поверхность большинства минеральных веществ является гидрофильной, поэтому образец просто оставляли, чтобы создать модель гидрофильной породы, для того чтобы сделать гидрофобный образец его обрабатывали органохлорсиланами [68]. В качестве модели нефти использовался гептан, ОФП для водной фазы определяли фильтрацией рассола оксида алюминия. В результате тестирования в 2 моделях керна с разной водонасыщенностью было установлено, что при любом значении насыщенности керна водой проницаемость для водной фазы выше, чем у проницаемости нефти в гидрофобном образце. В гидрофильном керне ОФП нефти выше, чем у воды и снижается не так быстро, как в гидрофобном. Согласно их данным, точка пересечения ОФП для нефти и воды в гидрофильном керне находится при насыщении водой около 65 %, в то время как в гидрофобном при 35 %. Это говорит о том, что в гидрофобном керне фазовая проницаемости нефти намного сильнее снижается при увеличении содержания воды в керне, что очень плохо сказывается на добыче нефти, ведь все скважины со временем обводняются [112].

Одним из важных замечаний во время проведения фильтрационно-емкостных исследований - это подготовка керна. Как ранее было отмечено, чистые поверхности чаще всего являются гидрофильными, поэтому необходимо обращать внимание на подготовку керна. Обычно процесс подготовки представлен следующим образом: промывка керна бензолом и толуолом, а потом высушивание при высоких температурах. В результате ряда экспериментов было установлено, что в естественном состоянии порода керна была гидрофобной, а после подготовки к исследованию становилась гидрофильной [87]. Результаты

экспериментов показали, что на очищенном гидрофильном керне ОФП для нефти гораздо выше при любой водонасыщенности, чем при тестировании на кернах в естественном состоянии [56].

Был разработан свод эмпирических правил, позволяющих качественно определить, в каком состоянии находится горная порода [113]:

1. Начальное насыщение водой в гидрофильной породе более 20–25 % порового объема, в гидрофобной же меньше 10 % порового объема.
2. В гидрофильной породе ОФП нефти и воды пересекаются при насыщении водой более 50 %, в гидрофобной менее 50 %;
3. В гидрофобной породе при максимальном значении водонасыщенности ОФП для воды приближается к 100 %, в гидрофильной же менее 30 %.

Во время оценивания разницы значений ОФП в кернах при естественном и подготовленном состоянии было также проведено тестирование неравновесной однофазной проницаемости вода/масло в керне после воздействия на него бурового раствора [88]. По результатам измерения краевого угла смачивания керн после воздействия на него РУО был более гидрофобный. Связано это с адсорбцией ПАВ из РУО на поверхность горной породы [51]. При этом удалить гидрофобизаторы оказалось сложнее, потому что после экстракции толуолом керн сохранил свое гидрофобное состояние [50]. По этой причине был предложен алгоритм восстановления кернового материала в его исходное состояние следующим путем: удаление всех адсорбированных соединений, насыщение пластовым флюидом, старение в пластовых условиях [114]. После проведения этих манипуляций ОФП для нефти и воды в восстановленном керне приближаются к значениям при его естественном состоянии [66].

Породы коллекторы обладают гетерогенными свойствами, это относится и к смачиваемости, поэтому был введен такой термин – смешанная смачиваемость. Под ней понимаются условия, когда мелкие поры остаются гидрофильными, в них нефть не содержится, и крупные поры, содержащие нефть, являются гидрофобными [104]. Если наблюдается ситуация, что часть гидрофильных и гидрофобных пор одинакового размера, то это называется дробной

смачиваемостью. По результатам фильтрационных исследований установлено, что ОФП в дробно смоченном керне аналогично кернам с равномерной смачиваемостью [64].

Парадоксальность того, что в гидрофильном коллекторе проницаемость для нефти намного выше, можно объяснить при помощи механизма капиллярного вытеснения полярно противоположных фаз [61]. Согласно уравнению Лапласа, капиллярное давление прямо пропорционально краевому углу смачивания. Следовательно, для гидрофильного канала капиллярное давление имеет положительное значение и совпадает с направлением гидродинамических сил, в гидрофобном канале - наоборот [72]. Исходя из этого, при одинаковом перепаде давления в гидрофильном канале водная фаза удерживается сильнее, чем нефтяная. Результаты экспериментов фильтрации азота, пластового газа, воды и керосина показали действие молекулярно-поверхностных сил на процесс фильтрации полярных противоположных жидкостей [119]. То есть в гидрофильном канале керосин взаимодействует с поверхностью гораздо меньше, чем вода, следовательно, проницаемости для него выше, потому что он скользит по гидрофильной поверхности [83].

В одном из исследований были получены неоднозначные результаты, а именно в песчанике при остаточной водонасыщенности ОФП нефти в 7 раз меньше абсолютной проницаемости, при этом фазовая проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности превышает ОФП нефти в 1,5 раза, в отличие от других образцов [13]. В качестве объяснения такой сильной гидрофобности коллектора была предложена гипотеза, что на поверхности скелета породы присутствует пленка органических веществ. Подтвердить это удалось благодаря электронному микроскопу, который установил наличие пленки метаморфизованных битумоидов [74]. Образовались они там в результате действия пластовых условий. Особенность данных пленок заключается и в том, что удалить их полностью при помощи растворителей не удалось и коллектор оставался в гидрофобном состоянии, что объясняло такие необычные фазовые проницаемости.

Такой тип коллекторов дает понять, что для сохранения благоприятных условий для фильтрации нефти необходимо учитывать не только механизмы проникновения жидкой фазы через фильтрационную корку, но и влияние смачиваемости и капиллярных сил на продвижение воды вглубь порового пространства [118]. В гидрофобном коллекторе фильтрат РВО будет проникать лучше, чем РУО, более того, фильтрат РВО будет занимать крупные поры [42]. Это приведет к стремительному росту содержания воды в поровом пространстве, а как нам известно, в гидрофобном коллекторе критическая водонасыщенность для снижения ОФП нефти гораздо меньше гидрофильного коллектора [65]. Увеличение содержания воды в гидрофобном коллекторе может привести к снижению проницаемости нефти до 0, что приводит к дальнейшему осложнению освоения скважины. В добавок к этому образовывается эмульсия с очень высокой вязкостью [98]. Для устранения этой проблемы ряд авторов уделяет особое внимание на межфазовое натяжение на границе несмешивающихся жидкостей. При нахождении нефти и воды на одной поверхности зона их контакта будет изогнутой, и давление, необходимое для уравнивания сил межфазного натяжения (IFT), будет резко увеличиваться [120]. Это давление (1.4) является капиллярным и определяется по формуле Лапласа [67]:

$$P_c = p_0 + p_w = \sigma(1/r_1 + 1/r_2), \quad (1.4)$$

где  $P_c$  – капиллярное давление, Па;

$p_0$  – давление в нефти, Па;

$p_w$  – давление в воде, Па;

$\sigma$  – межфазовое натяжение, Н/м;

$r_1, r_2$  – радиусы кривизны поверхности раздела, измеренные перпендикулярно друг другу, м.

Капиллярное давление может принимать отрицательное и положительное значения в зависимости от кривизны поверхности. Если кривизна отсутствует и поверхность плоская, то капиллярное давление равно нулю [62]. В случае, когда в роли жидкости не нефть и вода, то формула (1.4) принимает следующий вид (1.5):

$$P_c = p_{nw} + p_{wet}, \quad (1.5)$$

где  $p_{nw}$  – давление в несмачивающей жидкости, Па;

$p_{wet}$  – давление в смачивающей жидкости, Па.

Радиус кривизны поверхности раздела зависит от геометрии пор, типа смачиваемости поверхности, насыщенности [93]. Много исследований посвящено тому, как капиллярное давление влияет на процессы дренажа, самопроизвольного и принудительного впитывания, какую роль эти силы играют в формировании коллектора. Более того, было установлено, что капиллярное давление может превышать естественные и искусственные градиенты давления, тем самым полностью определять распределение флюидов в поровом пространстве. Однако для бурения большой интерес представляют работы ученых, посвященные определению роли капиллярного давления в процессе проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Одним из предложений является определение давления проникновения как суммы капиллярного давления и давления репрессии на пласт [27]. Так как капиллярное давление зависит от смачиваемости, то авторами было принято упрощение: в качестве значения краевого угла смачивания они принимают его крайние значения, а именно 0 и 180°. Согласно уравнению Лапласа (1.2), были получены следующие выражения (1.6, 1.7), определяющие значение капиллярного давления для гидрофильного и гидрофобного коллектора [7]:

$$p_k^{гфл} = +2\sigma/r, \quad (1.6)$$

$$p_k^{гфб} = -2\sigma/r, \quad (1.7)$$

где  $\sigma$  – межфазовое натяжение, Н/м;

$r$  – радиус капиллярного канала, м.

Следовательно, уравнение давления проникновения принимало следующий вид [106]:

$$p_{проник} = \Delta p \pm (2\sigma/r), \quad (1.8)$$

где  $\Delta p$  – давление репрессии, Па;

$\sigma$  – межфазовое натяжение, Н/м;

$r$  – радиус капиллярного канала, м.

Согласно данному уравнению (1.8), можно сделать вывод, что для фильтрата РВО капиллярное давление способствует его проникновению в гидрофильный пласт и препятствует в гидрофобном [80]. Однако ввиду ряда допущений данное утверждение весьма сомнительно [115]. Во-первых, такие значения краевых углов смачивания в природе встречаются крайне редко, тем более в коллекторах, где содержится несколько фаз. Во-вторых, роль радиуса капилляра здесь мало учитывается. Ведь роль капиллярного давления снижается с ростом диаметра порового канала. В поровых каналах большего диаметра гораздо важнее роль оказываемой репрессии на пласт и молекулярно-поверхностные силы, характеризующие фильтрацию полярно противоположных жидкостей в поровом пространстве с различной смачиваемостью. Таким образом, в гидрофильном поровом канале вода будет взаимодействовать со скелетом породы гораздо больше, чем нефть, а это обозначает, что проникновение воды будет меньше в связи с пониженной проницаемостью по сравнению с нефтью [25]. В гидрофобном поровом канале ситуация противоположная: водный фильтрат будет скользить по гидрофобной поверхности [31]. Поэтому капиллярное давление играет не такую большую роль в процессе проникновения фильтрата бурового раствора в поровое пространство [18].

#### **1.4 Анализ поверхностно-активных веществ**

Рассмотренные ранее работы дают нам представление о важной роли смачиваемости, поверхностного натяжения, капиллярного давления во время процесса первичного вскрытия продуктивных горизонтов. Возможность управления этими параметрами может обеспечить повышение качества вскрытия, снижение когельматации пласта, что, в свою очередь, обеспечить повышение продуктивности скважины. Оказать влияние на поверхностные свойства могут ПАВ [55].

В поровом пространстве существует 5 межфазных границ, образующихся между породой, жидкостью и газом. Благодаря адсорбции ПАВ на поверхностные границы возможно снизить межфазовое натяжение и смачиваемость твердого тела. ПАВ в системе могут находиться в 2 формах: молекулярной и в виде мицеллы [29].

Очень важно сохранять ПАВ в молекулярной форме, потому что только в этом случае он оказывает влияние на межфазовое натяжение, смачивание и пенообразование. Концентрация ПАВ, после которой начинают образовываться мицеллы, известна как - критическая концентрация мицеллообразования (ККМ). Строение ПАВ можно представить следующим образом: гидрофильная часть, которую называют полярной группой, или «головкой», и гидрофобная часть, известная как радикал, или «хвост». Рассмотрим работу ПАВ на примере взаимодействия водного раствора и гидрофобной поверхности твердого тела. Во время адсорбции ПАВ на границу раздела фаз гидрофобная часть ориентируется к поверхности твердого тела, а гидрофильная часть к воде [1]. В результате чего межфазное натяжение уменьшается, а поверхность становится гидрофильной. ПАВ классифицируют на ионные и неионные в зависимости от полярной группы, которая может быть неионогенной и ионогенной. В случае, когда полярная группа ионогенная, то ПАВ содержит функциональную группу, которая способна к диссоциации [9].

Заряд полярной группы напрямую влияет на физико-химические свойства ПАВ [17]. Ионные ПАВ делятся на анионные (АПАВ) и катионные (КПАВ). Полярная группа АПАВ может быть представлена: карбоксилатами, сульфатами, сульфонатами и фосфатами. Они чувствительны к жесткости воды, но чувствительность уменьшается в зависимости от полярной группы: карбоксилаты > фосфаты > сульфаты > сульфонаты. Увеличение устойчивости к солям и растворимость возможно увеличить путем введения короткой полиоксиэтиленовой цепи между радикалом и анионной группой.

КПАВ в основном относятся к аминам и четвертичным аммониевым соединениям (ЧАС). Основное различие заключается в том, что если КПАВ представлен аминами, его невозможно использовать при высоком рН, а если ЧАС, то он не зависит от изменения рН. КПАВ, обладающие устойчивостью к гидролизу, более токсичны в сравнение с другими ПАВ. Основное назначение данных ПАВ — это изменение смачиваемости поверхности, за счет того, что адсорбируются практически на всех поверхностях [10].

Цвиттер-ионные — это ПАВ, содержащие в полярной группе два противоположных заряда. В основном в качестве положительного заряда выступает аммониевая группа, а отрицательный заряд обеспечивает карбоксилат-ион, но могут быть и другие. Необходимо отметить, что амфотерный и цвиттер-ионные ПАВ отличаются. Заряд амфотерного ПАВ изменяется в зависимости от водородного показателя. При росте рН среды, то есть переход от кислой к щелочной среде, происходит изменение ПАВ от катионного до анионного, вследствие чего изменяются и основные свойства ПАВ. Таким образом, цвиттер-ионные ПАВ стабильны и в кислой, и в щелочной среде. Другими преимуществами является их совместимость со всеми типами ПАВ, а также нечувствительность к жесткости воды.

Полярная группа неионных ПАВ (НПАВ) в основном представлена полиэфирами и оксиэтиленовыми группами. Благодаря тому, что у них нет заряда, они могут быть использованы в комплексе с другими ПАВ, а электролиты в растворе не влияют на их физико-химические свойства. Недостатком является их зависимости от температурных условий: при высокой температуре они теряют растворимость и становятся более гидрофобными.

Критическая концентрация мицеллообразования является наиболее важной характеристикой при рассмотрении вопросов практического применения ПАВ [21]. Когда концентрация ПАВ превышает ККМ, наблюдается сохранение постоянными значения поверхностного натяжения и осмотического давления, коэффициент самодиффузии ПАВ уменьшается, но увеличивается светорассеяние. На основе известных данных о поверхностно-активных существует несколько закономерностей в зависимости ККМ от строения молекул:

- ККМ обратно пропорционально зависит от длины алкильной цепи ПАВ;
- ККМ НПАВ ниже, чем у ионных. При этом ККМ КПАВ выше, чем у АПАВ.

Существует зависимость от природы противоиона: двухзарядные снижают ККМ в 4 раза, органические противоионы оказывают влияние в зависимости от неполярной части.

Из-за особенностей условий применения поверхностно-активных веществ, необходимо учитывать влияние факторов, которые изменяются в подземных условиях, например, давление, температура, минерализация системы. Из источников литературы известны следующие закономерности:

- добавление соли в систему приводит к значительному понижению ККМ. Чем выше алкильная цепь, тем сильнее эффект от минерализации;
- влияние соли зависит от величины заряда иона. Наибольшее влияние на ККМ оказывает заряд противоиона;
- давление практически не оказывает влияние на значения ККМ поверхностно-активных веществ;
- температура оказывает минимальное влияние на ККМ ионных ПАВ. Однако с ростом температуры можно наблюдать сильное снижение ККМ неионных ПАВ.

### **1.5 Анализ опыта применения поверхностно-активных веществ при строительстве и эксплуатации нефтегазовых скважин**

Физико-химические свойства ПАВ обеспечили их широкое применение в различных технологических жидкостях. Киани и др. [79] исследуют влияние НПВ полиэтилен гликоля в составе бурового раствора на смачиваемость карбонатного коллектора. Исследование проводилось на карбонате кальция путем измерения краевого угла смачивания до и после воздействия бурового раствора при температуре близкой к пластовой – 80 °С. Согласно результатам, приведенным авторами, после воздействия бурового раствора на образец породы краевой угол смачивания составил 22°, что говорит о смене типа смачиваемости с гидрофобного на гидрофильное. Также были проведены исследования по влиянию бурового раствора на изменение целостности горной породы. Сравнительный анализ показал, что буровой раствор, содержащий ПАВ, оказывает меньшее влияние на

увеличение объема горной породы, тем самым он сохраняет изначальные коллекторские свойства, что обеспечивает дальнейшее увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН). Стоит отметить, что для исследования по изменению объема горной породы рассматривался буровой раствор на углеводородной основе, а именно микроэмульсия, которая известна как система, оказывающая минимальное влияние на матрицу коллектора. По этой причине в работе Liew и др. [85] была проведена работа по созданию бурового раствора на водной основе. Дополнительной особенностью данного исследования является проведение тестов по определению изменения смачиваемости поверхности горной породы в результате воздействия ПАВ и солей в составе буровых растворов. По результатам работы на тензиометре было определено, что чистые песчаники обладают гидрофильной поверхностью, однако во время бурения влияние химических реагентов может привести к ухудшению и изменению смачиваемости в сторону гидрофобного типа, что приведет к уменьшению начального дебита скважины. Было установлено, что КПАВ цетилтриметиламмоний бромид способен предупредить изменение смачиваемости поверхности, однако он негативно сказывается на качестве фильтрационной корки, делая ее толстой. Другим ПАВ для исследования был выбран сульфонат метилового эфира. Данный АПАВ крайне эффективно понижает поверхностное натяжение, что приводит к негативному эффекту – вспенивание раствора. Использование АПАВ в данном случае невозможно, так как увеличение отрицательно заряженных ионов приводит к увеличению электростатического взаимодействия, приводящего к негативному изменению смачиваемости горной породы. При исследовании неорганических солей было установлено, что присутствие  $\text{Na}^+$  в буровом растворе может уменьшить это электростатическое отталкивание между жидкостью и породой, взаимодействуя с бентонитом и изменяя заряды коллоидной системы даже при различных рН [43]. Применение же хлорида магния позволяет сохранить коллекторские свойства пласта, однако необходимо учитывать стоимость бурового раствора. По этим причинам было установлено, что наиболее эффективным решением является применение комплекса хлорида натрия и КПАВ.

Dardir и др. [60] рассматривали применение ПАВ не только в качестве агентов, предупреждающих ухудшение ПЗП, но и в качестве структурообразователей. Для этого ими были синтезированы 3 катионных болаформных ПАВ реакцией двух молей триизопропаноламина с одним моле каждого из следующих 1,4-дибромбутана, 1,5-дибромпентана и 1,6-дибромгексана. Болаформные ПАВ представляют собой амфифильные молекулы, которые имеют гидрофильные группы с обоих концов в значительной степени длинной гидрофобной углеводородной цепи, что придает такого рода ПАВ более высокую растворимость в воде и повышенную ККМ [34]. В результате проведенных исследований была достигнута поставленная цель, а именно найти возможность использования местной глины, для того чтобы снизить экономические затраты. До этого глину невозможно было использовать в связи с тем, что она не обрабатывается так, как это делается с классическим бентонитом. Разработанные ПАВ способны изменять глину в буровом растворе, тем самым придавая жидкости необходимые физико-химические и механические свойства. Недостатком же является тот факт, что разработанные ПАВ неспособны эффективно снижать межфазовое натяжение.

Применение НПАВ и АПАВ в качестве агентов, контролирующих реологические и фильтрационные характеристики, рассматривается в работе Yunita и др. [117]. Важным отличием рассматриваемой работы являются условия, при которых тестировали разрабатываемые растворы. В качестве НПАВ выступает 2-гексадецилоксиэтанол, а алкилбензолсульфонат - в качестве АПАВ. Исследования проводились при температуре до 150 °С. Было подготовлено 3 образца для сравнительного анализа: первый без ПАВ, второй с НПАВ, третий с АПАВ – после того как образцы были готовы, их ставили на 16 часов в вальцовую печь при температуре 120 °С, 135 °С, 150 °С. Оба ПАВ повышают вязкость раствора, особенно они положительно влияют на важный реологический показатель – динамическое напряжение сдвига (ДНС). Показатель водоотдачи также был улучшен, объем фильтрата уменьшился на 42 %. Буровые растворы на водной основе были созданы на основе классической рецептуры – добавлены биополимер и крахмал. Добавление ПАВ позволило повысить термоустойчивость, и РВО

сохранили свои свойства после старения при 135 °С. Однако при температуре 150 °С водоотдача увеличивалась в 4–5 раз, что говорит об ухудшении фильтрационных свойств и невозможности их применения для вскрытия пластов, находящихся в таких условиях. При этом ухудшение реологических свойств не такое стремительное.

ПАВ во время строительства скважин применяются в качестве ингибирующих добавок, наиболее часто можно встретить НПАВ и КПАВ [94]. Их эффективность объясняется отрицательными зарядами на поверхности глины, благодаря которыми молекулы ПАВ адсорбируются [28]. Таким образом, гидрофильная часть направлена на отрицательно заряженную поверхность глины, а гидрофобные хвосты обеспечивают отталкивание молекул воды [30]. Наличие водородной связи между гидроксильной группой ПАВ и атомом кислорода заставляет молекулу ПАВ оставаться приклеенной к поверхности глины, в то время как гидрофобный хвост продолжает конкурировать с внешней фазой молекул воды [95]. Muhammed и др. [91] в своей работе провели исследования по использованию природных ПАВ в качестве экологического аналога неорганических солей, выполняющих роль ингибитора в растворах. Во время исследований было установлено: GGRE сохраняет 61 % глины при температуре 82 °С, в то время как хлорид калия только 49 %; при использовании данного ПАВ в составе раствора ингибирующая способность вырастает до 82 %. Авторами рекомендуется уделить больше внимания природным ПАВ, так как они плохо изучены, и информация в публикациях может сильно различаться. Все еще неизвестны оптимальные концентрации и температурные режимы, при которых данные ПАВ наиболее эффективны, однако данное направление крайне перспективно [41].

Графен является широко изученным материалом, который имеет атомную толщину двумерной сопряженной структуры, большую площадь поверхности и высокую проводимость, в бурение он известен за счет своей способности понижать водоотдачу. В ряде публикаций отмечается додецилсульфат натрия (SDS), который оказывает положительное влияние на реологические свойства буровых растворов. Rana и др. [102] приняли решение провести исследование по возможности

объединения данных химических реагентов в один агент для контроля водоотдачи, реологии и ингибирующих способностей бурового раствора. Для того чтобы объединить особенности SDS и графена, поверхность графена фракционировалась с SDS. Исследование реологических характеристик, тиксотропных свойств, водоотдачи и дисперсии показало лучшую эффективность модифицированного SDS-Gr бурового раствора по сравнению с традиционным буровым раствором. Удалось снизить объем фильтрата с 10 до 8 мл/30 мин, а показатель статического напряжения сдвига вырос в 1,5 раза. Исследование по старению образцов бурового раствора с твердой фазой в виде выбуренной породы показал, что добавление модифицированного графена предотвращает диспергирование глины, что положительно сказывается на устойчивости системы. Был проведен сравнительный анализ бурового раствора с добавлением хлорида калия в качестве ингибитора и бурового раствора с разработанной добавкой. Анализ проводился на тестере линейного набухания глин и было выявлено, что модифицированный графен снижает набухание глины на 7 %, что позволит предотвратить прихват буровой трубы. Следовательно, SDS-Gr оказывается хорошей добавкой для бурового раствора с перспективным контролем скорости набухания благодаря комбинированному действию АПАВ и графена.

Другой важной задачей буровой жидкости является охлаждение и смазывание бурового инструмента. Известно, что с ростом концентрации выбуренной породы в системе бурового раствора коэффициент трения увеличивается, следовательно, растет скорость износа бурового оборудования и шанс прихвата [6]. Самое очевидное и простое решение – это использование смазок, которые снижают коэффициент трения. Однако существуют работы, направленные на исследование возможностей ПАВ по снижению силы трения [15]. В одной из таких работ проведено исследование эффективности 3 НППАВ. В качестве добавок НППАВ использовались три типа эфиров полиолов: эфир неопентилгликоля (NPGE), эфир триметилпропана (TMPE) и эфир пентаэритрита (PEE) Данные ПАВ показали свои возможности по контролю реологии и предупреждению флокуляции, в рассматриваемой публикации [78] уделено внимание не только коэффициенту

трения, но и как ПАВ влияет на водоотдачу и качество фильтрационной корки. В качестве основы использовался образец бурового раствора на основе синтетического углеводорода. Для того чтобы оценить влияние ПАВ на коэффициент трения, в раствор добавлялась выбуренная порода. Было установлено, что все ПАВ снижают коэффициент трения на 30 %, а эффективная концентрация равняется 1 %, при увеличении концентрации коэффициент трения не снижается. Однако благодаря более глубокому анализу удалось установить, что ПАВ РЕЕ привлекательней для применения. Объясняется это тем, что РЕЕ обладает наибольшим дипольным моментом и суммарным отрицательным зарядом, что позволяет ему быстрее остальных адсорбироваться на поверхности металла. В связи с этим данный ПАВ обладает наибольшим потенциалом для снижения коэффициента трения буровых растворов, тем самым уменьшая усилие, необходимое для вращения бурового долота в скважине. Фильтрационные же исследования выявили уменьшение водоотдачи на 20 % благодаря лучшей дисперсии твердых частиц [111]. Исследование фильтрационной корки на сканирующем электронном микроскопе подтвердило наличие молекул ПАВ в ней, что позволит уменьшить коэффициент трения колонны и предупреждает прихват инструмента.

Несмотря на широкое применение буровых растворов на основе эмульсий, эффект инверсии фаз при высоких температурах и давлениях не изучен [26]. Однако с увеличением средней глубины скважины данный феномен может оказать катастрофическое изменение на реологические и физико-химические свойства растворов, что в результате приведет к авариям и осложнениям. В исследовании авторов Numkam и др. [94] проводится оценка изменений на микро- и макроскопическом уровне. В качестве образцов использовались буровые растворы, в которых в качестве эмульгаторов выступили НПАВ и ионные ПАВ. Результаты тестов показали, что рассматриваемый эффект зависит от параметров: типа ПАВ, соотношение водной/неводной фазы, гидрофильно-липофильный баланс. При изменении температуры наблюдается рост вязкости, которая оказывает влияние на напряжение сдвига при низких скоростях [38]. Однако такое изменение оказывает

положительный эффект, так как увеличивает вынос выбуренной породы [24]. Улучшились фильтрационные характеристики, а именно уменьшился показатель водоотдачи и толщина фильтрационной корки, что позволит сохранить призабойную зону пласта практически в исходном состоянии.

С практики строительства скважин существует такое наблюдение, что с ростом плотности бурового раствора растет и несовместимость между такими системами, как: промывочная жидкость, жидкость заканчивания, жидкости для освоения и вызова притока. Результаты такой несовместимости приводят к ухудшению коллекторских свойств, которые тяжело в дальнейшем восстановить. Авторами Qiu и др. [101] работы рассматривается возможность применения ПАВ, для того чтобы решить проблему несовместимости технологических жидкостей. При смешивании бурового раствора с другими технологическими жидкостями наблюдается флокуляция и агломерация твердой фазы, что приводит к понижению эффективности очистки забоя скважины. Проводилось тестирование образцов буровых растворов с плотностью от 1,1 до 1,91 г/см<sup>3</sup>. Была выявлена зависимость: при плотности меньше 1,62 г/см<sup>3</sup> снизить эффект несовместимости жидкостей возможно путем добавления ПАВ, при плотности выше установленной - рекомендуется применять комбинацию ПАВ и растворителя. Таким образом, благодаря добавлению ПАВ при смешивании технологической жидкости и бурового раствора было предотвращено повышение вязкости и образование нерастворимых химических соединений.

По результатам проведенных фильтрационных исследований [16] было установлено, что растворы с добавлением ПАВ оказывают меньшее влияние на коллектор. В первую очередь, такой эффект достигается за счет меньшего объема фильтрата. А фильтрат, который проникает в поровое пространство, предотвращает образование водного блока, снижает капиллярное давление. Все это благодаря возможности ПАВ снижать поверхностное натяжение. По этой причине авторы уделяют особое внимание условиям, которые необходимо соблюдать при выборе ПАВ для применения в растворе. В частности, важно учесть эффективную концентрацию и возможность ее изменения при различных условиях температуры

и минерализации, а также тестировать жидкость на совместимость с пластовыми флюидами.

Кузнецов О.А. и др. [18] уделили особое внимание по разработке методики определения оптимальной концентрации ПАВ для обеспечения высокого качества первичного вскрытия продуктивного пласта. В методике предоставлена последовательность подготовки насыпной модели для проведения исследований по оценке изменения типа смачиваемости породы. Добавление в раствор 0,3 % от общего объема раствора ПАВ позволяет снизить межфазовое натяжение до значений 3 мН/м, что обеспечивает низкое капиллярное давление и позволяет сохранить коллекторские свойства. Применение гликолей в качестве ПАВ позволяет расширить диапазон температур, при которых такие составы можно использовать для бурения сверхглубоких скважин.

Исследование по оценке влияния термобарических условий на эффективность ПАВ снижать поверхностное натяжение проведено в публикации авторов Бороздин С.О. и др. [8]. Отмечается, что проникновение фильтрата в породу-коллектор возможно не только при вскрытии на репрессии, но и при бурении на депрессии. Несмотря на отсутствие гидродинамических условий для фильтрации, водная фаза проникает в матрицу путем капиллярной пропитки. Известно, что величина капиллярной пропитки зависит от величины пор, поверхностного натяжения на границе раздела фаз и угла смачивания. Авторами было проведено сравнительное исследование нескольких ПАВ: ECF-1840, ECF-1841, Safe-Surf O, Safe-Surf WN, Нефтенол К. По результатам исследования на тензиометре наилучший результат показали Safe-Surf WN и ECF-1841, содержащие больше всего алкильного эфира сахара кукурузы. Далее в специальной камере были воспроизведены скважинные условия 45 °С-80 бар, 70 °С-240 бар, 90 °С-345 бар. Было выявлено, что рост термобарических условий приводит к понижению поверхностного натяжения, тем самым повышая эффективность ПАВ. Наиболее низкое поверхностное натяжение при концентрации всего лишь 0,1 % ПАВ было достигнуто при добавлении Safe-Surf WN или 2-2-оксидиэтанол.

О необходимости применения ПАВ при первичном и вторичном вскрытии сообщает Кошелев В.Н. [15]. Задачей вторичного вскрытия является не только установка связи нижней и верхней части скважины, но и удаление всех негативных последствий воздействия технологических жидкостей на коллектор. Известно, что к негативным явлениям относится понижение проницаемости в связи с набуханием глинистой породы, высоким поверхностным натяжением на раздел фаз фильтрат-нефть. Решить данную проблему предлагается путем введения в систему технологических жидкостей ПАВ - ПКД-515 [16]. Данный реагент разработан компанией ОАО «Бурение» и представляет собой композицию нефрас, этилбензол, изопропанол, неонол, лапрол. По результатам лабораторных исследований было установлено, что ПКД-515 при концентрации от 0,4 до 0,8 % способен снизить поверхностное натяжение до сверхнизких значений - 1,5 мН/м. В связи с необходимостью задавать плотность 1,1 г/см<sup>3</sup> были проведены дополнительные тесты. Проверена теория негативного влияния содержания ионов солей хлорида калия и хлорида кальция на значения поверхностного натяжения. Оказалось, что в присутствии хлорида калия эффективность ПКД-515 увеличивается и поверхностное натяжение снижает до 0,5 мН/м, но в случае двухвалентных ионов поверхностное натяжение увеличивается. Определены деэмульгирующие способности предлагаемого ПАВ. В лабораторных условиях эмульсии, образованные с добавлением ПКД, разрушались через 8–9 минут, что является хорошим результатом. Путем сравнения оптической плотности удалось подтвердить отсутствие физико-химических взаимодействий между разрабатываемой жидкостью и пластовой водой. Таким образом, на основе ПКД-515 авторам Деркач С.Р. и др. [12] удалось разработать состав перфорационной жидкости, который позволит не только предупредить ухудшение коллекторских свойств, но и устранить ущерб, нанесенный при первичном вскрытии.

Поверхностные вещества в буровых растворах необходимы не только для создания эмульсии из углеводородной и водной фазы, но и для создания пенных систем для вскрытия продуктивных пластов с аномально низким пластовым давлением. Пенные растворы являются перспективным направлением для

исследований, так как обладают потенциалом не ухудшать коллекторские свойства за счет показателя водоотдачи, который ниже, чем у классических составов. Второе преимущество заключается в том, что основной объем фильтрата будет состоять из газа. Шаляпин Д.В. и Шаляпина А.Д. [33] провели исследование по определению ПАВ, обладающих возможностью образовывать стабильную пену на безводной основе. ПАВ играют важную роль в создании пены, так как только они способны снижать межфазовое натяжение, а их способность образовывать мицеллы может восстанавливать пенные пленки. На основе проведенного обзора авторами было выделено, что наиболее эффективным ПАВ является оксиэтилированный спирт, известный в качестве моющего средства. В результате лабораторных исследований были выделены ПАВ, созданные на основе простых углеводов, полидиметилсилоксана, фторуглерода, молекулы на основе белка и асфальтенов. Данные ПАВ обладают наилучшей возможностью для образования стабильных безводных пенных систем. Другим важным наблюдением является рекомендация по использованию нескольких ПАВ различной природы для достижения синергетического эффекта.

Применение НПАВ позволяет эффективно снижать межфазовое натяжение, но из-за содержания оксиэтиленовых групп при температуре помутнения происходит дегидратация молекул, нарушение водородных связей и нерастворимость в воде [96]. Однако добавление КПАВ позволяет сохранить композицию при температуре выше 100 °С. Таким образом, авторами рассматривается возможность применения комплекса ПАВ, состоящего из Неонола – НПАВ, и из Дон-А – КПАВ. Исследователями были проведены сравнительный анализ по температуре помутнения, с ростом минерализации среды. Было установлено, что при отсутствии в среде ионов солей температура помутнения Неонола составляла 60 °С, но при смешивании с Дон-А в соотношении 1:1 удалось повысить температуру в 2 раза. В случае минерализации системы до 10 % температура помутнения чистого неонола составила 30 °С, а смеси 80 °С, что говорит об улучшении больше, чем в 2,5 раза [32]. По итогам лабораторных исследований был подтвержден синергетический эффект от использования

комплекса ПАВ, состоящего из неионогенного и катионного вещества, обеспечивающих лучшее очищение призабойной зоны пласта при высоких температурах.

Возможность ПАВ снижать межфазовое натяжение и изменять тип смачиваемости поверхности твердой породы привело к тому, что ПАВ широко применяются в буферных растворах. Благодаря изменению энергии связи частиц внутри фильтрационной корки буферная жидкость позволяет за счет своего потока разрушать и смывать ее. В работе Агзамов Ф.А. и др. [2] предлагают методику для определения отмывающей способности ПАВ путем измерения массы корки до и после воздействия технологической жидкости. Алкилбензолсульфоната натрия, известный как сульфонол, хорошо зарекомендовал себя в промышленности. Авторами было проведено исследование по оценке отмывающей способности сульфоната различной концентрации при смешивании с буровым раствором. В роли бурового раствора был использован образец на основе бентонита, применяемый на промысле. Отмывающая способность буферной жидкости составила до 90 % за 5 минут, при разбавлении с буровым раствором отмывающая способность снизилась всего лишь на 10 %.

Основное направление применения возможности ПАВ адсорбироваться на поверхности раздела фаз - это использование растворов ПАВ на стадии реализации методов увеличения нефтеотдачи. Применение ПАВ после стадии поддержания пластового давления путем закачки воды позволяет добыть остаточную нефть, которую невозможно извлечь другими растворами, например, полимерным заводнением. Также это единственный метод, направленный на увеличение подвижности нефти благодаря снижению поверхностного натяжения и смачиваемости горной породы. Одной из причин адсорбции молекул ПАВ из раствора на поверхность раздела фаз является то, что энергетически поверхность является предпочтительней. По этой причине процесс адсорбции сильно зависит от природы ПАВ и горной породы. На основе анализа проектов реализации заводнения ПАВ были определены основные критерии, влияющие на эффективность данного МУН. Наиболее важными были определены следующие:

температура пласта, состав нефти, минерализация пластовой воды, в особенности содержание двухвалентных компонентов и содержание глины [109]. Вязкость нефти и проницаемость коллектора оказались наименее значимыми, так как не влияют на эффективность адсорбции молекул ПАВ и не приводят к изменению значения ККМ [3]. Механизм изменения смачиваемости больше направлен на карбонатные коллекторы. Карбонаты чаще всего смачиваются нефтью. Когда порода становится более влажной, усиливается водопоглощение и снижается остаточная нефтенасыщенность. В природных трещиноватых карбонатных коллекторах закачка ПАВ изменяет матрицу до более влажной. Тогда вода может проникать из трещин в блоки матрицы и вытеснять нефть [108]. Однако в связи с ростом доли сланцевого газа и нефти в общей добыче углеводородного сырья, применение ПАВ является актуальным направлением для исследований. Сообщается, что сланцы в основном обладают гидрофобным типом смачиваемости, по этой причине применение ПАВ будет крайне эффективным методом воздействия [86]. Растворы ПАВ способны изменить тип смачиваемости, понизить поверхностное натяжение и снизить капиллярное давление, для того чтобы извлечь больше нефти [77]. Исследования на керне показали, что заводнение с применением ПАВ эффективно только в условиях кислой или щелочной среды [59]. Также наибольший эффект по снижению поверхностного натяжения был достигнут при концентрации ПАВ, близкой к ККМ [40]. Было рекомендовано проводить исследования растворов ПАВ при условиях близких к пластовым, чем к нормальным, так как результирующий эффект может различаться [52].

Исследователями Alvarez и др. в работе [44] проведены лабораторные тесты для того, чтобы подобрать ПАВ, способный изменять тип смачиваемости породы и уменьшать межфазовое натяжение. В тесте было использовано 6 образцов: 2 неионогенных, 2 анионных, смесь неионогенного с катионным и неионогенного с анионным ПАВ. Исследования проводились на керне с месторождения, который изначально был гидрофобным, и некоторые каналы были нейтральными. Все образцы ПАВ оказали влияние на породу и эффективно сменили ее смачиваемость. Изменение смачиваемости сильно зависело от литологии породы и типа ПАВ,

причем АПАВ лучше действовали в кремнистых кернах, а НПАВ и КПАВ - в карбонатных кернах. ПАВ снижает ИФТ с увеличением концентрации, при этом АПАВ обладают лучшими характеристиками благодаря взаимодействию заряда технологической жидкости с пластовой жидкостью. Использование ПАВ в технологических жидкостях повысили КИН за счет изменения капиллярных сил и смачиваемости породы на гидрофильную, что позволило поглощать воду и высвобождать нефть из пор [105]. Эффективность извлечения нефти в экспериментах по самопроизвольному впитыванию зависела от литологии породы и типа нефти: кремнистые керны демонстрировали более высокое проникновение жидкости и нефтеотдачу при АПАВ, а карбонатные керны демонстрировали лучшее проникновение и извлечение углеводородов при погружении в НПАВ и КПАВ [97]. Это продемонстрировало важность взаимодействия породы с флюидом [70].

Отечественные авторы также уделили внимание состоянию современных технологий по повышению нефтеотдачи пластов с применением ПАВ. Было установлено, что при выборе ПАВ крайне важно учитывать химический состав нефти. Например, в случае нефти с низким кислотным числом и содержащим вещества с большим молекулярным весом рекомендуется использование ПАВ с большими алкиловыми цепями [23]. Используя данное знание на практике, на Западно-Салымском месторождении было принято решение об использовании ПАВ внутреннего олефинсульфоната (IOS) в составе ПАВ-полимер-щелочного (ASP) раствора. Благодаря данному решению было мобилизовано 90 % остаточной нефтенасыщенности. Авторами работы уделяется внимание малоизученной проблеме – биозаражению пласта. В связи с неизвестной информацией о микроорганизмах для повышения нефтеотдачи рекомендуется использовать бактерициды совместно с растворами ПАВ. Промысловые испытания показали положительный эффект от применения такого комплекса: удалось повысить приемистость скважин, проницаемость пласта и повысить охват от заводнения [57]. Отмечается актуальность исследований по применению мицеллярных растворов и микроэмульсий, разработка и стабильность которых полностью зависит от выбора

и качества ПАВ [116]. Для создания микроэмульсий рекомендуется применение аминной соли жирных кислот, а оптимальные мицеллярные растворы получились на основе мыл технической олеиновой кислоты и полиэтиленполиаминов в керосине, стабилизированные изопропиловым спиртом [100]. Montes и др. в своем исследовании [89], направленном на разработку состава для заводнения, рассматривают в роли АПАВ линейный алкилбензолсульфонат и алкилэтоксикарбоксилат. Алкилбензолсульфонат (АБС) представляет собой сложную смесь гомологов с различной длиной алкильной цепи и фенильных позиционных изомеров в пропорциях, диктуемых сырьем и условиями реакции. Алкилэтоксикарбоксилат используется в данной смеси с целью увеличения стойкости к минерализации благодаря карбоксильной группе, придающей полярность этим молекулам, так как образуют водородные связи с молекулами воды. А также наличие этоксигруппы в структуре делает ПАВ более стабильным в средах с высокой соленостью и в присутствии двухвалентных ионов [99]. Благодаря сочетанию 40/60 АБС и Алкилэтоксикарбоксилата смесь обладает устойчивостью к температуре и минерализации, понижает поверхностное натяжение до значений, достаточных для образования микроэмульсии. Тесты на фильтрационной установке позволили установить улучшение извлечения нефти на 34 % при температуре 120 °С.

При обработке сланцевых коллекторов повысить можно не только нефтедобычу, но и добычу газа [84]. Изменение смачиваемости горной породы оказывает влияние на десорбцию газа – ключевой фактор, влияющий на конечную газодобычу [35]. В работе Abdulelah и др. [36] изучается влияние АПАВ на адсорбцию/десорбцию газа в сланце. В качестве АПАВ выступает олефин сульфонат. Исследования проводились на керновом материале сланцевой породы с месторождения. Краевой угол смачивания поверхности водой составлял 35°, но при добавлении АПАВ краевой угол уменьшился до 10°. Данные замеры говорят о том, что выбранный ПАВ способен сменить смачиваемость на полностью гидрофильный тип. Исследования по адсорбции/десорбции метана установило, что после воздействия ПАВ количество газа в поровом пространстве уменьшилось.

Таким образом, было установлено - изменение смачиваемости породы позволило воде впитываться в поровое пространство, тем самым вытесняя газ, что в практике может повысить объемы извлеченного газа.

Особенности и эффективность адсорбции НП АВ на карбонатном коллекторе изучается Ahmad и др. в работе [39]. Было установлено, что адсорбция молекул ПАВ на карбонатной породе приводит к увеличению значения критической концентрации мицеллообразования. Это было объяснено силами притяжения между отрицательными зарядами ПАВ и положительными зарядами на поверхности породы. Определен положительный тренд при добавлении хлорида натрия в раствор, он увеличивает эффективность адсорбции молекул ПАВ на поверхности раздела фаз, однако с ростом водородного показателя скорость адсорбции уменьшается, по этой причине нужно разрабатывать оптимальные концентрации химических реагентов.

Кадыров А.А. и др. в работе [14] представили результаты по разработке эмульсионно-полимерного бурового раствора на основе ПАВ. Одной из основных задач было проведение сравнительного анализа между АПАВ ОГС-1, сульфоналом и ОП-10. Результаты исследований на тензиометре показали, что ОГС-1 способен снижать поверхностное натяжение эффективнее, чем ОП-10, и близок к результатам сульфонала. Олигомерный гидролизованный состав (ОГС-1) — это ПАВ, разработанный авторами в результате реакции гидролизующего агента на остаток дистилляции жирных кислот хлопковых соапстоков. Благодаря данному ПАВ возможно создать 15 % водный эмульсионный раствор, обладающий: гидрофобизирующим действием на неустойчивые породы; предупреждающий прихваты; физико-химическими и механическими свойствами, достаточными для безопасного и эффективного строительства геологоразведочных скважин [14].

Стоит отметить, что в современных публикациях существует тренд по созданию и изучению новых ПАВ, сделанных из растительных ингредиентов, что позволяет повысить экологичность агентов, добавляемых в растворы [107]. Целью таких работ является создание экологической смеси ПАВ, способной эффективно снижать поверхностное натяжение [71]. Авторами проведено исследование по

возможности применения таких экологических реагентов, как: рамнолипиды, лецитин, алкилполигликозид [48]. Для повышения растворимости данных веществ добавлен 1-бутанол в роли соразтворителя [92]. По результатам исследований были получены следующие данные: рамнолипид/лецитин снижает поверхностное натяжение между сырой нефтью и рассолом до сверхнизкого значения 0,01 дин/см, рамнолипида/бутанола или рамнолипид/АПГ/бутанол снижают межфазное натяжение между сырой нефтью и рассолом до 0,1 дин/см [110]. Тестовое применение данных ПАВ на фильтрационной установке позволило определить, что извлечение нефти увеличилось на 24 %, а температура не оказывает влияние на эффективность данных ПАВ [75]. Авторы предлагают применение состава, состоящего из 1 % АПАВ - рамнолипида и 3 % бутанола. Данный состав выбран из-за его устойчивости при минерализации, достигающей 20 %, в то время как остальные ПАВ теряют свою эффективность при минерализации меньше 10 %.

## 1.6 Выводы к Главе 1

При бурении скважин неизбежно происходит загрязнение продуктивного пласта как твердой, так и жидкой фазой бурового раствора. Полностью предотвратить кольматацию коллектора невозможно, однако применяемые технологии позволяют частично контролировать этот процесс и снижать степень повреждения пласта.

Установлено, что проникновение твердых частиц бурового раствора в поровое пространство менее критично по влиянию на проницаемость, чем проникновение фильтрата. Твердые кольматанты в основном инертны и мало взаимодействуют с горной породой и пластовыми флюидами, тогда как фильтрат, содержащий растворенные химические реагенты дисперсной фазы, существенно снижает проницаемость коллектора.

Показано, что характер смачиваемости горной породы существенно влияет на фазовую проницаемость углеводородов: смещение смачиваемости в сторону гидрофобности (увеличение краевого угла) приводит к росту адгезии нефти к породе и, как следствие, к снижению ее мобильности и продуктивности пласта. Межфазное натяжение и капиллярные силы также оказывают влияние на

фильтрационные свойства коллектора, однако их эффект проявляется в основном в мелкопористых породах и менее значим в коллекторах с крупными поровыми каналами.

Обоснована перспектива использования ПАВ в составе буровых растворов для регулирования свойств призабойной зоны. ПАВ способны изменять смачиваемость пород (гидрофилизовать поверхность) и снижать межфазное натяжение на границе флюидов, тем самым уменьшая негативное воздействие фильтрата. Однако на этапе первичного вскрытия пластов такие реагенты применяются недостаточно широко: в практике бурения ПАВ преимущественно используются как эмульгаторы, пеногасители, регуляторы реологических свойств и фильтрации, и их потенциал по улучшению фильтрационно-емкостных свойств коллектора реализуется не в полной мере.

## **ГЛАВА 2 МЕТОДЫ И МЕТОДОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ И ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

### **2.1 Комплексная методика исследования поверхностно-активных веществ**

Основной задачей ПАВ является: снижение поверхностного натяжения (межфазного) и изменения типа смачиваемости. Для того чтобы определить, насколько эффективно ПАВ влияет на эти 2 параметра, необходимо воспользоваться тензиометром, например, KRUSS DSA. Тензиометры от компании KRUSS, представленные на рисунке 2.1, поставляются с программным обеспечением ADVANCE, что позволяет настраивать программу исследований в зависимости от условий и целей применения ПАВ. На рисунке 2.1 представлен тензиометр KRUSS DSA 100.



Рисунок 2.1 – Прибор для измерения поверхностного натяжения и краевого угла DSA100 (составлено автором)

#### **2.1.1 Определение поверхностного натяжения**

Поверхностное и межфазное натяжение определяется методом висящей капли. Диапазон исследований находится в пределах от 0,1 до нескольких сотен мН/м. Для проведения исследования по этому методу заливается на видео как каплю дозируют из шприца, после чего останавливается съемка и проводится

анализ снимка капли в момент, когда капля почти отделилась от кончика иглы. Измерение поверхностного (межфазного) натяжения определяется по уравнению Лапласа, основанного на разнице давлений на изогнутых поверхностях. Изогнутая поверхность образуется по причине того, что поверхностное натяжение стремится минимизировать площадь поверхности жидкости, но из-за действия силы гравитации капля вытягивается вдоль оси действия сил гравитации. На основе разницы давлений, действующих на кончик капли и другие точки, рассчитывается поверхностное натяжение (2.1). Формула определения поверхностного (межфазного) натяжения следующая:

$$\sigma = \Delta P / (1/r_1 - 1/r_2), \quad (2.1)$$

где  $\Delta P$  – разность давлений на кончике капли и другой точки, Па;

$r_1, r_2$  – основные радиусы кривизны контура, м.

Благодаря программному обеспечению уравнение одновременно рассчитывается для нескольких сотен пар точек за секунды, что позволяет оценить изменение поверхностного натяжения в течение коротких периодов времени. Процесс измерения межфазового натяжения представлен на рисунке 2.2.

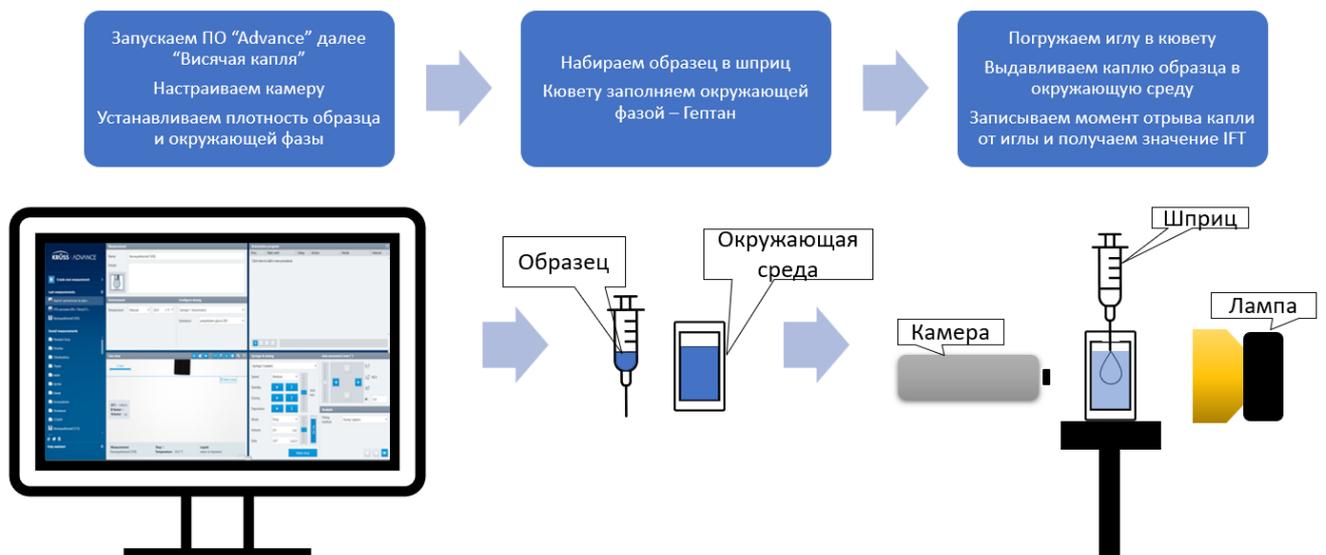


Рисунок 2.2 – Процесс измерения межфазного натяжения на приборе KRUSS DSA (составлено автором)

### 2.1.2 Определение критической концентрации мицеллообразования

Метод определения основывается на измерении поверхностного натяжения растворов ПАВ различных концентраций с дальнейшим построением графика зависимости изменения значения поверхностного натяжения от логарифма концентрации ПАВ в водном растворе. Для определения ККМ необходимо:

1. Приготовить водный раствор ПАВ 10 различных концентраций, например: 0,3 %, 0,6 %, 0,9 %, 1,2 %, 1,5 %, 1,8 %, 2,1 %, 2,4 %, 2,7 %, 3,0 %.

2. Для измерения поверхностного натяжения используется тензиометр (модель KRUSS DSA 100).

3. Измерение проводится в зависимости от точки Крафта образца, если она ниже или равна 15 °С, измерения проводят при температуре 19–21 °С, в противном случае для АПАВ температура должна быть выше температуры Крафта на 5 °С, для НПАВ измерение проводят при 19–21 °С. Испытания можно проводить при любой температуре, главное - указать ее в протоколе.

Измерение проходит следующим образом:

1. В шприц набирается исследуемый водный раствор ПАВ, определенной концентрации.

2. На шприц устанавливается игла с диаметров 1,82 мм.

3. В кювету набирается керосин, который выступает в качестве среды.

4. В среду выдавливается капля водного раствора ПАВ несколько раз.

5. При просмотре записи видео фиксируется значение поверхностного натяжения в момент отрыва капли от шприца.

6. Необходимо записать 3 значения с интервалом в 15 минут для получения среднего значения поверхностного натяжения.

7. После получения значений поверхностных натяжений для 10 концентраций необходимо подготовить еще 6 растворов разной концентрации, близкой к предполагаемому значению ККМ.

8. После того как получены значения поверхностного натяжения для данного ПАВ в водном растворе разных концентраций, строится график зависимости.

9. На оси ординат (ОУ) откладываются значения поверхностного натяжения, на оси абсцисс (ОХ) - логарифмы концентраций.

Значение ККМ определяется по построенному графику, определяется момент, после которого изменение поверхностного натяжения близится к 0. На рисунке 2.3 представлены типичные виды кривых.

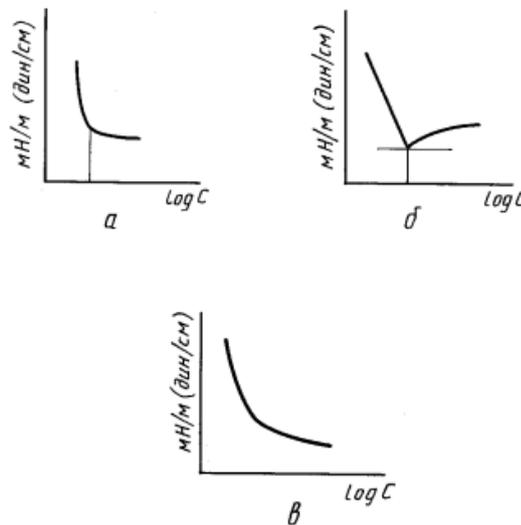


Рисунок 2.3 – Метод определения ККМ визуально по точке перегиба [1]

а – ККМ соответствует перегибу; б – ККМ соответствует минимуму на графике;  
в - ККМ определить невозможно.

График в это пример, когда значение интервала ККМ определить экспериментально невозможно. Предлагается повторить замеры для того, чтобы исключить ошибку проведения испытания.

### 2.1.3 Определение типа смачиваемости

Тип смачиваемости определяется в зависимости от краевого угла смачивания. На тензиометре краевой угол смачивания измеряется при помощи метода лежащей капли. Метод основан на укладывании капли с известным поверхностным натяжением на поверхность твердого тела и измеряется угол на контакте трех фаз. Соотношение сил межфазного и поверхностного натяжения в точке контакта трех фаз может описываться уравнением Юнга (2.2), на базе которого можно определить краевой угол:

$$\cos \theta = (\sigma_s - \sigma_{ls}) / \sigma_l, \quad (2.2)$$

где  $\sigma_s$  – поверхностное натяжение твердого тела, Н/м;

$\sigma_l$  – поверхностное натяжение жидкой фазы. Н/м;

$\sigma_{sl}$  – межфазное натяжение на границе твердое тело – жидкая фаза, Н/м.

С современными технологиями возможно измерить статический и динамический краевой угол. При статическом методе капля не изменяется во время всего измерения, угол может меняться в результате воздействия внешних факторов или других физических и химических воздействий. Недостатком является то, что статический краевой угол не способен абсолютно оценить свободную энергию твердой поверхности. Особенность динамического метода заключается в том, что игла остается в капле и изменяется ее объем с постоянной скоростью. Если объем увеличивается, то метод называется натекающий угол, а если уменьшается, то оттекающий угол. Натекающий угол используется для точного определения свободной энергии поверхности. Для оценки статического и динамического угла в ADVANCE используется несколько методов оценки лежащей капли: Юнга-Лапласа, длины-ширины, круга, тангенциальный 1 и 2. Метод Юнга-Лапласа наиболее точный метод, в нем учитывается, что на контур капли влияют не только межфазные взаимодействия, но и вес жидкости, однако данный метод не может быть применен для динамических капель, так как предполагает, что капля симметричная. Наиболее часто применяется тангенциальный метод 1. Процесс измерения краевого угла смачивания представлен на рисунке 2.4.

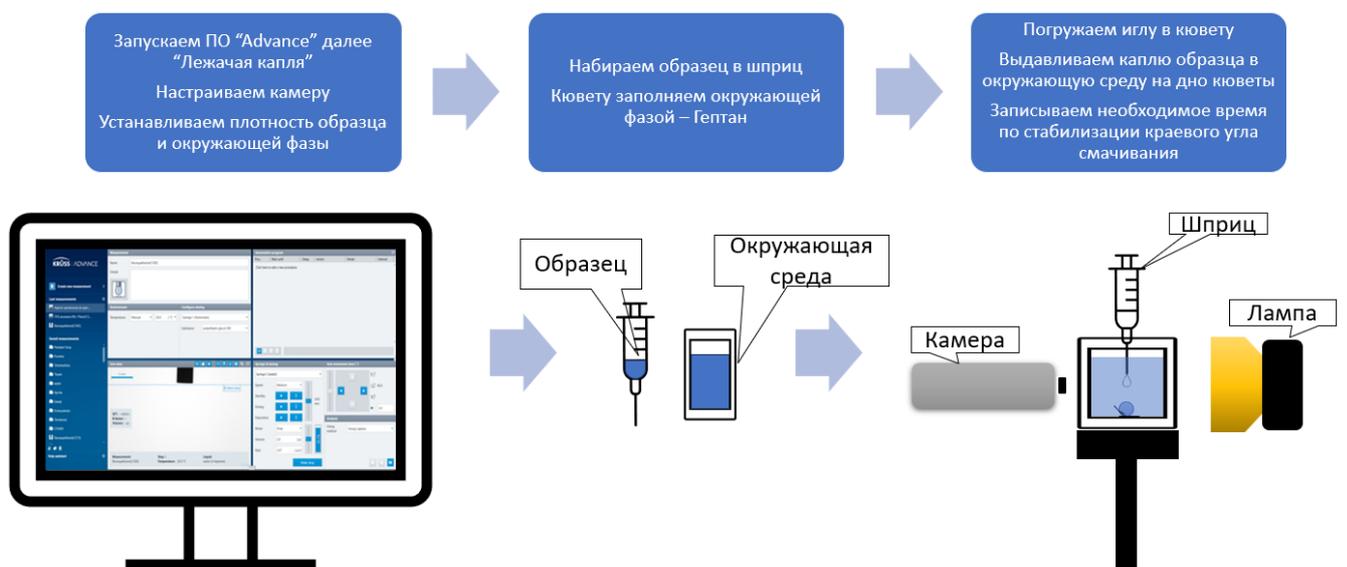


Рисунок 2.4 – Процесс измерения краевого угла смачивания на приборе KRUSS DSA (составлено автором)

В нем полный контур капли подгоняется к уравнению конического сегмента, где производная этого уравнения дает угол наклона в точке контакта. Этот метод применяется и для оценки динамического угла, но капля не должна сильно разрушаться.

#### **2.1.4 Определение класса поверхностно-активных веществ**

Определение класса ПАВ проводилось методом перераспределения красителя метиленового голубого в водно-хлороформенном слое. Метод основан на том, что метиленовый голубой растворим в воде, но нерастворим в хлороформе.

Анионоактивные соединения в очень малых концентрациях образуют с метиленовым голубым растворимые в хлороформе окрашенные комплексы, которые легко разрушаются при добавлении анионоактивных и катионоактивных веществ, но не взаимодействуют с НПАВ.

*Определение КПАВ при помощи анионоактивного:*

Метод основан на том, что при взаимодействии анионоактивного и катионоактивного вещества происходит помутнение раствора или выпадение осадка. В качестве исходного раствора использовался известный АПАВ - сульфонол. При добавлении КПАВ к исходному раствору происходит его помутнение, добавление НПАВ или АПАВ не приводит к изменениям.

*Определение КПАВ при помощи бромфенолового синего:*

Метод основан на результате взаимодействия раствора катионоактивного вещества с водным раствором бромфенолового синего.

Важное условие – рН раствора испытуемого вещества должно быть доведено до 7 при помощи 0,1 н. раствора HCl или NaOH. К водному раствору бромфенолового синего добавлялось 5 мл 1 % раствора, исследуемого ПАВ. Если исследуемый ПАВ катионоактивный, происходит изменение окраски исходного раствора на синий, в противном случае - изменений не наблюдается.

*Определение неионогенных ПАВ нагреванием исследуемых растворов:*

Метод основан на том, что при нагревании растворов неионогенных веществ происходит их дегидратация и выделение из раствора (раствор мутнеет). При охлаждении раствора помутнение исчезает.

## 2.2 Определение основных свойств буровых растворов

Для определения плотности моделей буровых растворов используются рычажные весы Mud Balance 140. Представлен на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 – Рычажные весы для определения плотности бурового раствора  
(составлено автором)

Измерение плотности происходит следующим образом:

1. Необходимо убедиться, что стакан чистый и сухой, для того чтобы снизить погрешность до минимума.
2. В случае, когда буровой раствор загазирован, необходимо воспользоваться деаэратором Fann. Футляр, в котором находятся сами весы и подставка, необходимо установить на ровную поверхность.
3. Заполняем стакан исследуемым образцом до краев. Рекомендуется постучать по боковой поверхности и снизу для того, чтобы вытеснить оставшийся газ. Далее закрываем крышкой, необходимо, чтобы крышка прилегала плотно. Часть раствора перельется через края и отверстие в крышке, это рекомендуется для того, чтобы дополнительно снизить содержание газа и убедиться, что весь объем стакана заполнен образцом.
4. Внешнюю поверхность стакана и крышки необходимо промыть под проточной водой и обтереть. Делается это с целью предупреждения влияния перелившегося объема на показания прибора.
5. Устанавливаем весы на ножку и перемещаем груз по шкале. Необходимо смотреть на уровень, установленный в весах, благодаря шариком можно понять, когда найдено равновесное значение.
6. Записываем величину, на которой остановился грузик.

Реологические характеристики характеризуют деформационные и текучие свойства буровых растворов. Данные свойства отвечают за эффективность очистки

забоя скважины, поддержания выбуренной породы во взвешенном состоянии и оцениваются они при помощи ротационных вискозиметров. Вискозиметр FANN 35SA представлен на рисунке 2.6.



Рисунок 2.6 – Шестискоростной вискозиметр FANN 35SA для определения реологических свойств буровых растворов (составлено автором)

Проведение замеров происходит следующим образом:

1. Образец заливается в специальный стакан до риски на внутренней поверхности.
2. Стакан необходимо установить так, чтобы 3 выемки попали в пазы для того, чтобы обеспечить стабильность и неподвижность стакана при высоких скоростях.
3. Стакан поднимается до того уровня, пока исследуемая жидкость не покроет выемку на цилиндре, таким образом обеспечивается полное погружение внутреннего цилиндра в раствор.
4. Включаем необходимую скорость и ждем, когда стрелка установится на шкале, записываем значение напряжения сдвига при данной скорости.
5. После того, как были определены значения при всех скоростях сдвига, необходимо разобрать и помыть все детали, которые были в контакте с исследуемой жидкостью.

Если необходимо получить значение статического напряжения сдвига, то проводится следующая процедура. Исследуемая жидкость оставляется в покое на 10 секунд и 10 минут, по истечению времени проводится замер напряжения сдвига на минимальной скорости (3 об/мин). Пластическая вязкость определяется разностью значений напряжения сдвига при скоростях 600 и 300 об/мин, а значение

ДНС получается путем вычитания от ПВ значение напряжения сдвига при скорости 300 об/мин. Для построения реологических моделей и более детального анализа свойства буровой жидкости необходимо рассчитывать коэффициенты нелинейности ( $n$ ) по формуле 2.3 и консистенции ( $K$ ) по формуле 2.4.

$$n = \log(\theta_{600}/\theta_{300}), \quad (2.3)$$

$$K = 1,07 \cdot (\theta_{300}/(511 \cdot n)), \quad (2.4)$$

где  $n$  – показатель нелинейности;

$\theta$  – касательное напряжение при скорости сдвига 300, 600 об/мин, Па;

$K$  – показатель консистенции.

Реологические модели необходимы для описания зависимости эффективной вязкости от скорости или напряжения сдвига.

В лаборатории для проведения оценки водоотдачи применяется фильтр-пресс на 4 ячейки LTLР компании FANN, представленный на рисунке 2.7.



Рисунок 2.7 – Фильтр-пресс для определения показателя водоотдачи буровых растворов при низких температурах и низком давлении  
(составлено автором)

Водоотдача характеризует объем жидкой фазы, которая фильтруется через бумажный фильтр или керамический диск за 30 минуты при перепаде давления 1 атм (0,7 МПа). Этапы проведения исследования следующие:

1. Собираем нижнюю часть ячейке в следующей последовательности: установить резиновый уплотнитель в паз нижней крышки, установить экран для предупреждения прохождения твердой фазы, в случае если фильтрационная бумага порвется, положить фильтрационную бумагу, чтобы заняла всю площадь ячейки, установить резиновый уплотнитель.

2. Далее устанавливаем ячейку и ее необходимо повернуть против часовой стрелки, чтобы зафиксировать.
3. В ячейку заливаем исследуемый образец и закрываем верхней крышкой.
4. Устанавливаем ячейку в стенд.
5. Под выпускное отверстие устанавливаем пробирку для отбора фильтрата и замера объема
6. Подаем давление и ждем первой капли, после этого запускаем таймер на 30 минут.
7. По завершению опыта перекрываем давление и стравливаем его из ячейки, снимаем ячейку со стенда разбираем и моем.
8. Объем фильтрата в пробирке записываем и можно его сохранить для дальнейших исследований.

Полученное значение водоотдачи позволяет получить представление о том, как много водной фазы может проникнуть в поровое пространство.

### **2.3 Фильтрационно-емкостное исследование на керамических дисках**

Данная методика позволяет провести фильтрационное исследование быстро и эффективно при помощи лабораторного оборудования лаборатории по буровым растворам, а именно на тестере закупоривающей способности (The Permeability Plugging Apparatus (PPA)), изображённого на рисунке 2.8.



Рисунок 2.8 – Фильтр-пресс для определения закупоривающей способности буровых растворов при высоких температурах и высоком давлении  
(составлено автором)

Методика состоит из следующих этапов:

1. Определение начальной проницаемости пористой среды по нефти К1.
2. Фильтрация бурового раствора для вскрытия через керамический диск.
3. Определение проницаемости керамического диска по нефти после фильтрации бурового раствора.

В качестве пористой среды выступает керамический диск, предварительно насыщенный модельной нефтью (например, керосином), и устанавливается в ячейку тестера, заполненную той же моделью нефти.

Для начала необходимо определить проницаемость пористой среды. Для этого при постоянном перепаде давления 140 кПа фильтруется модельная нефть и фиксируется время истечения полного объёма ячейки. Эта операция повторяется до тех пор, пока время истечения не будет изменяться по отношению к предыдущему значению не более чем на 5 %. Проницаемость пористой среды определяется по закону Дарси (2.5):

$$K = q * \mu * h / (A * \Delta P), \quad (2.5)$$

где  $K$  – коэффициент проницаемости, м<sup>2</sup>;

$q$  – расход модели нефти, м<sup>3</sup>/с;

$\mu$  – вязкость модели нефти, Па\*с;

$h$  – толщина пористой среды, м;

$A$  – площадь фильтрации, м<sup>2</sup>;

$\Delta P$  – перепад давления, Па.

После того как была определена проницаемость пористой среды К1, исследование переходит на этап 2 – фильтрация бурового раствора в направлении «скважина – пласт». После начала фильтрации фиксируются значения изменения объема фильтрата от времени.

Следующий этап заключается в определении проницаемости пористой среды после воздействия бурового раствора. Для этого необходимо провести фильтрацию модели нефти в направлении «пласт – скважина». Схема исследования представлена на рисунке 2.9.

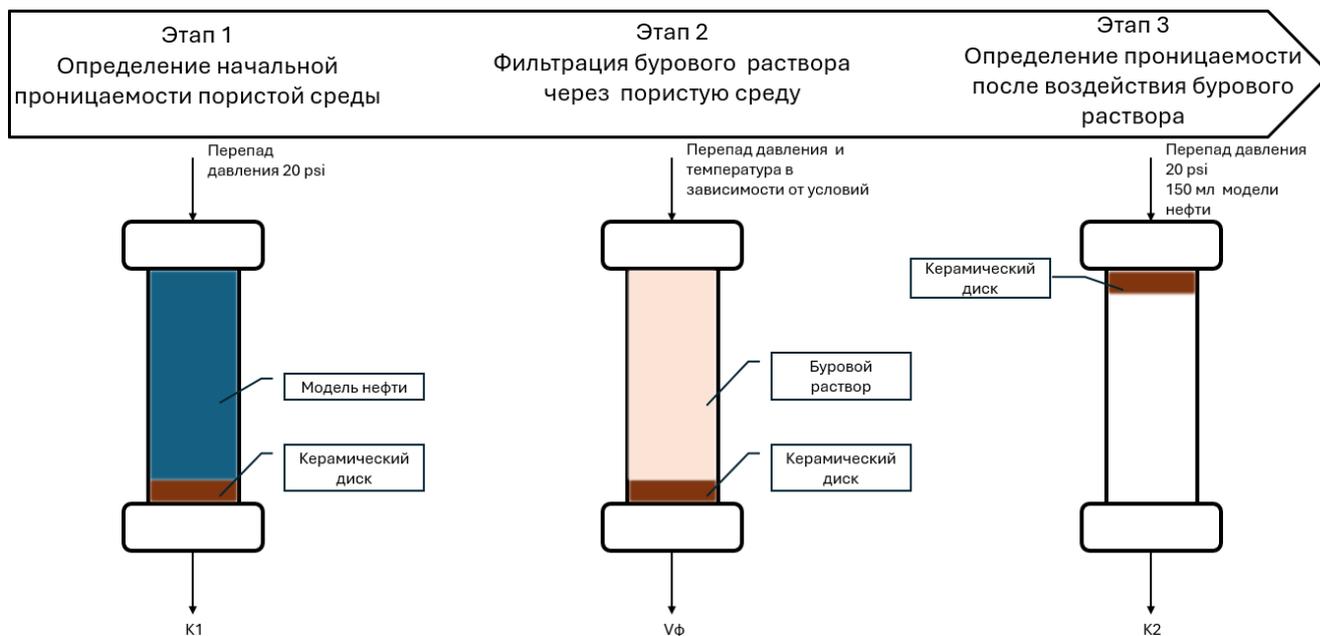


Рисунок 2.9 – Процесс определения кольматирующей способности буровых растворов в ячейке фильтр-пресса (составлено автором)

Коэффициент проницаемости после воздействия бурового раствора ( $K_2$ ) определяется аналогично первому этапу. Отношение  $K_2$  к  $K_1$  характеризует степень восстановления проницаемости после воздействия бурового раствора на пласт и дает значения коэффициента обратной проницаемости  $\beta$ . Таким образом, благодаря применению РРА и керамических дисков имеется возможность управлять условиями исследования и приближать их к условиям, близким к пластовым. В РРА можно выставить температуру до 260 °С и давление до 140 атм., а пористость зависит от наличия различных керамических дисков.

#### 2.4 Фильтрационно-емкостное исследование на насыпной модели

В данном исследовании для измерения ОФП применяется метод стационарной фильтрации, обеспечивающий точность и воспроизводимость результатов за счет достижения установившегося режима течения. В качестве экспериментального стенда используется прибор RPS-812, позволяющий моделировать двухфазное течение жидкостей через насыпную модель коллектора и регистрировать необходимые параметры для расчета фазовых проницаемостей.

В качестве модели коллектора используется насыпной образец, сформированный из кварцевого песка и маршалитом с известными

гранулометрическими характеристиками. Заполнение осуществляется послойно с уплотнением для предотвращения образования пустот и обеспечения равномерного распределения пористости. После формирования образца определяются его геометрические параметры (длина, диаметр), по которым рассчитывается общий объем порового пространства.

#### Этапы эксперимента

1. Сатурация модели: образец насыщается модельной пластовой водой до полного заполнения порового пространства. Контроль насыщенности осуществляется путем учета закачанного объема воды.

2. Определение абсолютной проницаемости: через полностью насыщенный водой образец прокачивается вода с известной вязкостью. Измеренный перепад давления позволяет рассчитать абсолютную проницаемость по уравнению Дарси (2.4)

3. Определение остаточной водонасыщенности и фазовой проницаемости нефти (2.6): после измерения абсолютной проницаемости начинается процесс вытеснения воды нефтью. Прокачка нефти продолжается до достижения остаточной водонасыщенности, когда на выходе фиксируется только нефть. Запись объема вытесненной воды позволяет определить остаточную водонасыщенность  $S_{в.ост.}$ . В стационарном режиме измеряется перепад давления, по которому рассчитывается фазовая проницаемость нефти  $K_n$ :

$$K_n = Q_n \mu_n L / (A * \Delta P), \quad (2.6)$$

где  $Q_n$  – расход нефти, м<sup>3</sup>/с;

$\mu_n$  – вязкость нефти, Па\*с;

$L$  – длина насыпной модели, м;

$A$  – площадь поперечного сечения, м<sup>2</sup>;

$\Delta P$  – перепад давления, Па.

4. Проведение стационарной двухфазной фильтрации: на следующем этапе через образец одновременно прокачиваются нефть и вода в заданных объемных соотношениях. Для каждого стационарного режима фиксируются расходы флюидов, перепад давления и вычисляется текущая водонасыщенность.

Измеренные значения используются для расчета относительных фазовых проницаемостей (2.7, 2.8):

$$k_n = K_n/K, \quad (2.7)$$

$$k_v = K_v/K, \quad (2.8)$$

где  $k_n, k_v$  – относительная фазовая проницаемость по нефти и воде;

$K_n, K_v$  – фазовая проницаемость по нефти и воде, м<sup>2</sup>;

$K$  – абсолютная проницаемость, м<sup>2</sup>.

По данным измерений строятся кривые относительных фазовых проницаемостей в зависимости от водонасыщенности, позволяющие оценить эффективность вытеснения нефти водой. Полученные результаты сравниваются с литературными данными и используются для калибровки гидродинамических моделей пласта. Методика обеспечивает точность и воспроизводимость экспериментов за счет контроля параметров фильтрации и использования стационарного режима течения.

## 2.5 Выводы к Главе 2

Предложена комплексная методика лабораторных исследований для оценки эффективности ПАВ в буровых растворах, включающая измерение межфазного натяжения и краевого угла смачивания, а также фильтрационно-емкостных показателей бурового раствора. Применение современного тензиометра (метод «висячей капли») обеспечило точное определение поверхностного/межфазного натяжения, а метод «лежачей капли» позволил количественно охарактеризовать смачиваемость породы и определить, является ли данный реагент гидрофобизатором или гидрофилизатором.

Реализован подход к определению критической концентрации мицеллообразования (ККМ) для каждого ПАВ на основе измерения поверхностного натяжения при различных концентрациях. По зависимости поверхностного натяжения от логарифма концентрации выявляется точка перегиба (стабилизации значения  $\sigma$ ), после которой дальнейшее увеличение концентрации

не дает существенного эффекта. Это пороговое значение принято за ККМ, что позволило научно обосновать оптимальную дозировку реагентов.

Для оценки сохранения проницаемости пласта разработана методика нестационарной фильтрации через пористую среду. Измерялась начальная абсолютная проницаемость образца горной породы (керамического диска) по нефти, после чего через образец пропускался буровой раствор с заданными параметрами, и повторно определялась фазовая проницаемость по нефти после воздействия фильтрата. На основе сравнительного анализа рассчитан коэффициент обратной проницаемости  $\beta$ . Данный подход позволил количественно оценить степень повреждения коллектора и эффективность применения ПАВ для его снижения в лабораторных условиях, обеспечивая высокую скорость и воспроизводимость результатов за счет контроля режима течения и давления.

### ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И АНАЛИЗ РАЗРАБОТАННОГО МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

#### 3.1 Определение межфазного натяжения и критической концентрации мицеллообразования поверхностно-активных веществ

Согласно второй главе, первая часть исследования построена на изучении ПАВ и их свойств. Компанией по производству химических реагентов ООО «Химпром» в рамках подготовки кандидатской диссертации было представлено 39 опытных образцов, также в исследовании были задействованы распространенные ПАВ Неонол 9–12, ОП-10. Первоначальной задачей являлось оценить каждый образец в модели фильтрата бурового раствора с точки зрения эффективности снижения межфазового натяжения и определить тип, а именно данный ПАВ является гидрофобизатором или гидрофилизатором.

Для этого работа была построена следующим образом:

1. Подготавливались водные растворы тестируемого ПАВ в следующих концентрациях: 0,05 %; 0,1 %; 0,25 %; 0,5 %; 1 %. Такие концентрации выбраны на основе анализа литературных источников и ограниченного объема имеющихся образцов.
2. В качестве модели углеводородной среды был выбран N-гептан в связи с его большим наличием в лаборатории.
3. Используя программу «Висячая капля», определялась степень изменения межфазового натяжения.
4. Используя программу «Лежачая капля», определялась степень изменения краевого угла смачивания.

На основе полученных данных возможно провести первичную оценку эффективности ПАВ. Для этого необходимо рассчитать критическую концентрацию мицеллообразования (ККМ) и оценить степень снижения межфазового натяжения по формуле (3.1):

$$E = 1/\sigma, \quad (3.1)$$

где  $E$  – эффективность ПАВ;

$\sigma$  – поверхностное натяжение, Н/м.

Качественная оценка эффективности ПАВ проводилась на основании следующего условия –  $\theta < 90^\circ$ . Определить ККМ возможно согласно методу, описанному во второй главе, однако было принято решение его модифицировать и сделать более математически обоснованным. Для этого воспользуемся языком R, предназначенного для статической обработки данных, в качестве среды разработки будет использоваться RStudio. Для начала был проведен регрессионный анализ для аппроксимации полученных результатов в заданном интервале. По имеющимся 5 концентрациям были получены уравнения регрессии, характеризующие зависимость межфазового натяжения от концентрации ПАВ. Уравнения представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Рассчитанные регрессионные уравнения для образцов ПАВ (составлено автором)

Номер ПАВ	Уравнение регрессии
1	$16.08 * x^{-0.08}$
2	$10.51 * x^{-0.2}$
3	$3.01 * x^{-0.41}$
4.1	$4.49 * x^{-0.36}$
4.2	$5.54 * x^{-0.28}$
4.3	$5.15 * x^{-0.17}$
5	$16.53 * x^{-0.09}$
6	$9.02 * x^{-0.35}$
7	$7.26 * x^{-0.32}$
8	$1.39 * x^{-0.96}$
9	$1.69 * x^{-0.9}$
10	$4.34 * x^{-0.03}$
11	$0.34 * x^{-0.99}$
12	$15.77 * x^{-0.11}$
13	$9.16 * x^{-0.36}$
14	$9.49 * x^{-0.24}$
15	$10.33 * x^{-0.15}$
16	$0.22 * x^{-0.35}$
17	$0.18 * x^{-1.66}$
18	$4.69 * x^{-0.3}$

Продолжение таблицы 3.1

Номер ПАВ	Уравнение регрессии
19	$5.21 * x^{-0.17}$
21	$5.76 * x^{-0.23}$
22	$4.16 * x^{-0.49}$
23	$3.02 * x^{-0.53}$
24	$3.91 * x^{-0.37}$
25	$10.3 * x^{-0.06}$
27	$1.18 * x^{-0.67}$
28	$1.58 * x^{-0.91}$
29	$10.03 * x^{-0.43}$
30	$8.56 * x^{-0.39}$
31	$7.03 * x^{-0.42}$
32	$10.49 * x^{-0.3}$
33	$8.9 * x^{-0.2}$
34	$4.86 * x^{-0.45}$
35	$4.64 * x^{-0.39}$
36	$2.6 * x^{-0.54}$
37	$3.1 * x^{-0.59}$

Во время анализа полученных данных образец под номером № 26 был удален из списка по причине того, что его значения являются выбросом. После получения регрессионных уравнений была проведена интерполяция значений поверхностного натяжения для 100 значений концентраций в интервале от 0,05 % до 1 %. По рассчитанным данным были построены графики изменения поверхностного натяжения в зависимости от концентрации ПАВ. Для определения ККМ было принято решение определить темпы прироста поверхностного натяжения для каждого образца. Для того чтобы выбрать оптимальный порог, после которого можно говорить, что наступает ККМ, были определены минимальные значения темпов прироста всех образцов. Максимальное значение среди минимальных было взято в качестве порогового. Таким образом пороговым темпом прироста было выбрано – 1,6 %. Следующим шагом были определены концентрации всех образцов ПАВ, после которых темпы прироста не превышали по модулю 1,6 %. Следовательно, данные концентрации было принято считать значением ККМ, и они обозначены на графике 3.1 красным цветом для образцов №№ 1–10.

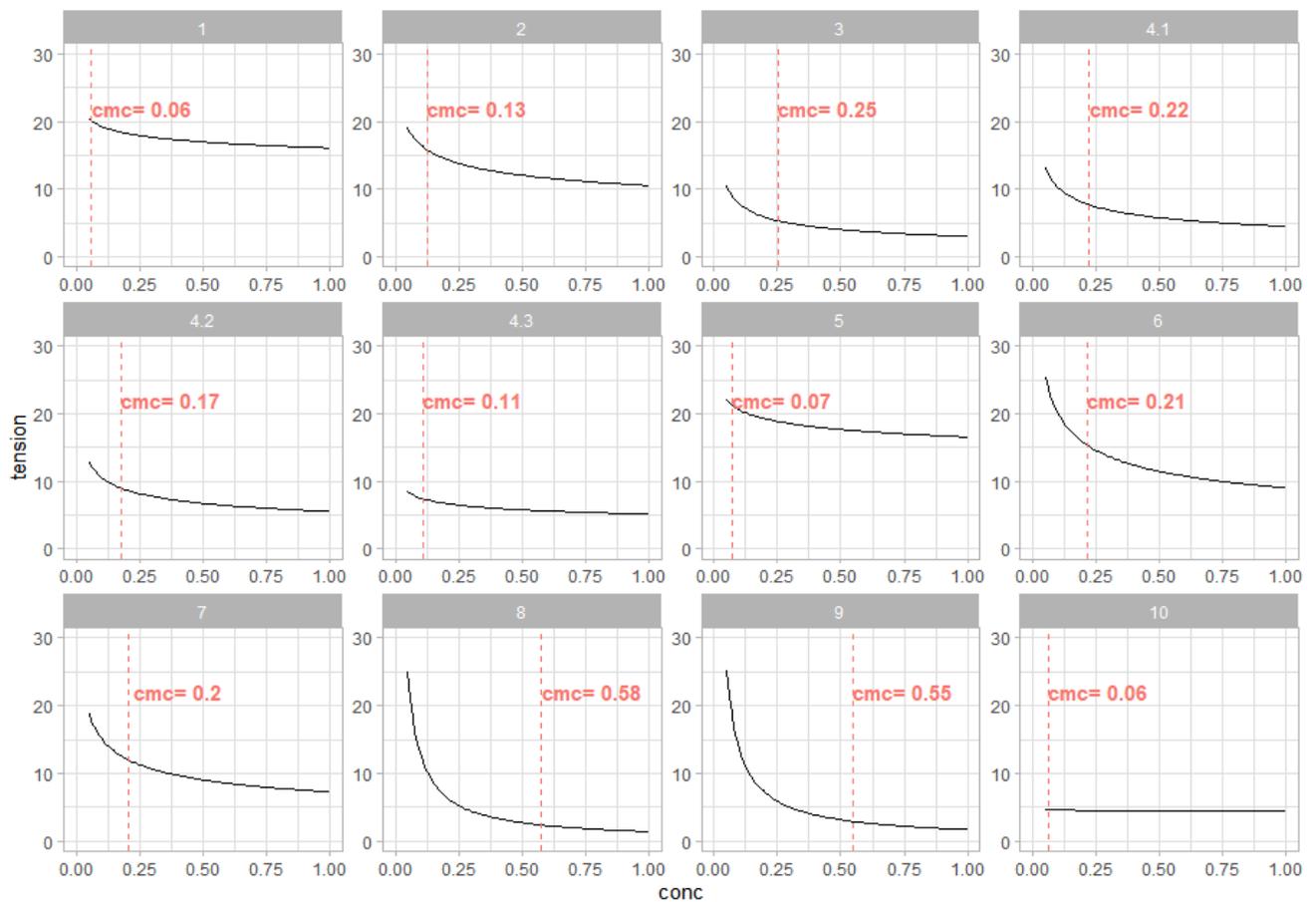


Рисунок 3.1 – Определение значения ККМ по изменению темпа прироста  
(составлено автором)

По результатам проведенной работы можно определить наиболее эффективные ПАВ и их значение ККМ. Такие данные являются основополагающими для выбора ПАВ, функцией которых является предупреждение водного блока и снижение прочности эмульсии, образующейся в ПЗП в результате проникновения фильтрата в горную породу.

### 3.2 Определение способности поверхностно-активных веществ изменять физико-химические свойства фильтрата бурового раствора

Однако целью исследования является оценка влияния ПАВ на физико-химические свойства фильтрата бурового раствора, следовательно, необходимо исследовать способность ПАВ изменять смачиваемость. Для этого необходимо оценить краевые углы смачивания, выявить эффективные и те, которые изменяют смачиваемость в сторону гидрофильного типа. Исследования проведены по методике, описанной для лежащей капли. Форма капли и ее степень растекания на

поверхности зависит от двух важных факторов – адгезии и когезии. Адгезия способствует растеканию капли, от нее зависит сцепление молекул жидкости с молекулами твердого тела, в то время как когезия препятствует растеканию за счет притяжения молекул внутри капли. В случае полного растекания (смачивания) контактный угол составляет  $0^\circ$ . Поверхность является гидрофильной (смачивается) в том случае, когда значение краевого угла находится между  $0^\circ$  и  $90^\circ$ . На гистограмме на оси ОУ обозначены замеренные краевые углы смачивания, на оси ОХ можно посмотреть, какому образцы данные значения соответствуют, зеленая зона обозначает значения от  $0^\circ$  до  $90^\circ$ , то есть наглядно можно понять, какие образцы являются гидрофилизаторами. Результаты представлены на рисунках 3.2 и 3.3. Линейный график позволяет визуальнo оценить характер зависимости краевого угла смачивания от концентрации ПАВ для каждого исследованного образца. Выраженное снижение угла наблюдается у ОП-10, Radiagreen RA, Неонол, № 14, № 23, № 24, что говорит об их способности гидрофилизировать поверхность горной породы.

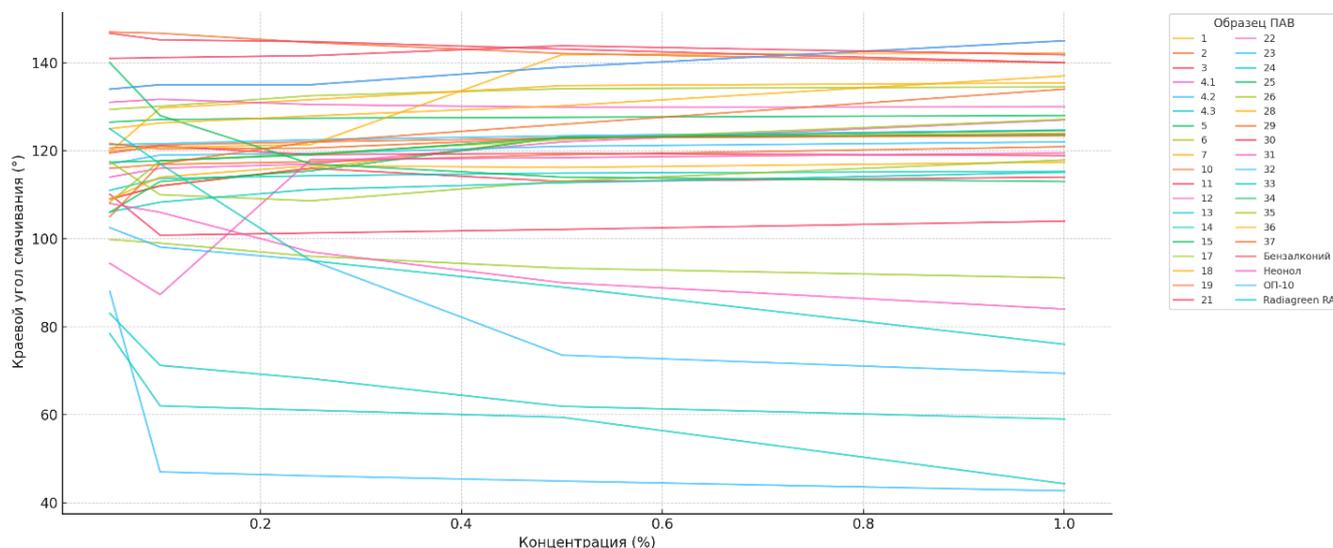


Рисунок 3.2 – Изменение угла смачивания от концентрации ПАВ  
(составлено автором)

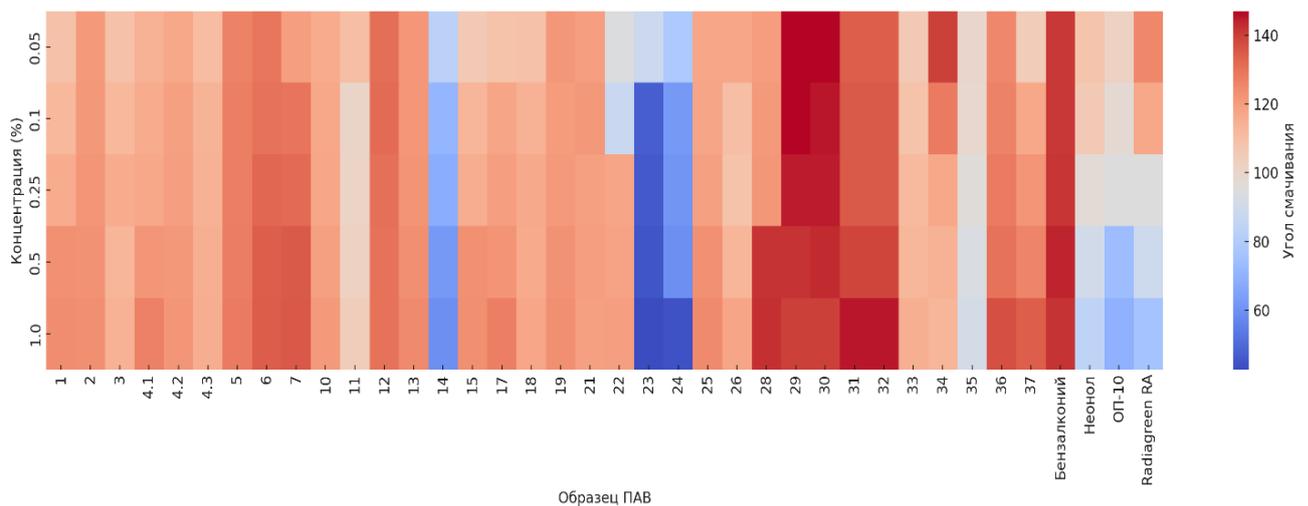


Рисунок 3.3 – Тепловая карта углов смачивания по концентрации ПАВ  
(составлено автором)

Дополнительно представлена тепловая карта, которая визуализирует абсолютные значения краевого угла смачивания и позволяет легко определить наиболее гидрофилизирующие композиции. Светлые ячейки соответствуют высоким значениям углов (гидрофобные условия), тогда как тёмно-синие области указывают на существенное снижение угла и эффективное изменение смачиваемости. По тепловой карте и линейному графику можно увидеть, что увеличение концентрации ПАВ приводит к более эффективному снижению краевого угла смачивания.

Стоит отметить, что значений у образца № 16, № 8, № 9 нет, потому что, исходя из предыдущего эксперимента, очень сильно снижается поверхностное натяжение и нет возможности замерить краевой угол смачивания у капли.

Первый этап оценки краевого угла смачивания происходил на стеклянной поверхности дна кюветы. Согласно предполагаемой гипотезе об изменении смачиваемости поверхности поровых каналов, необходимо оценить способность изменять смачиваемость на поверхности горной породы. В научной литературе не существует установленной методики для подобного тестирования. Исследователями в качестве образца горной породы использовались образцы керна, спрессованная глина, тефлоновые поверхности, также не установлена окружающая среда. Для проведения данного исследования, в первую очередь, было принято решения о том, чтобы поставить эксперимент таким образом, чтобы у него была

воспроизводимость результатов и можно было пользоваться данной методикой для проведения сравнительных исследований. Поэтому в качестве образца горной породы предлагается применение фильтрационных керамических дисков. Главным преимуществом такого решения, в первую очередь, является доступность, так как керамические диски можно приобрести, и они есть в наличии во всех лабораториях по буровым технологическим жидкостям. На рисунке 3.4 представлена упаковка таких дисков.



Рисунок 3.4 – Упаковка керамических дисков со средним размером пор 55 мкм  
(составлено автором)

Керамические диски нарезались на формы в виде брусков, которые можно поместить в кювету. Далее при помощи вакуумного насоса подготовленные бруски насыщались моделью пластового флюида для того, чтобы приблизиться к состоянию нефтенасыщенного коллектора, процесс представлен на рисунке 3.5.



Рисунок 3.5 – Процесс создания модели нефтенасыщенной горной породы при помощи вакуумного насоса (составлено автором)

Далее измерение краевого угла смачивания проводилось по методике, описанной во второй главе, только в этот раз поверхностью выступала гидрофобная горная порода. В качестве среды остается модель нефти. Для того чтобы проверить

гидрофобность пористой поверхности были проведены контрольные замеры, а именно капля дистиллированной воды и капля воды с добавлением гидрофобизатора. Капля воды с гидрофобизатором на рисунке 3.6 моментально впитывалась, капля дистиллированной воды оставалась на поверхности породы, краевой угол составлял больше  $120^\circ$ , как видно на рисунке 3.7, что говорит о полной гидрофобности подготовленной модели насыщенной горной породы.

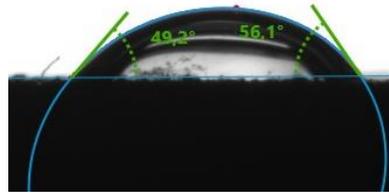


Рисунок 3.6 – Капля воды с гидрофобизатором на поверхности горной породы (составлено автором)



Рисунок 3.7 – Капля воды на поверхности горной породы в первую минуту и через 6 часов (составлено автором)

После того как был установлен тип смачиваемости модели коллектора, необходимо начать оценивать возможность изменения поверхности породы. Для этого были подготовлены модели фильтрата бурового раствора с добавлением выбранных ПАВ в концентрациях 0,5 %, 1 % и 1,5 %. Первый водный раствор ПАВ с концентрацией 0,5 % записывался на видео. Угол смачивания капли составил  $136^\circ$ , что говорит о том, что гидрофильность капли возросла с добавлением ПАВ. Спустя 5 минут угол снизился до  $120^\circ$  и было принято решение оставить образец на сутки, однако на следующий день угол снизился только до  $117^\circ$ , что равноценно капле дистиллированной воды. Известно, что смачиваемость изменяется за счет

адсорбции ПАВ на поверхности породы, гидрофильные хвосты ориентируются в сторону водной фазы, а гидрофобные головы прикрепляются к поверхности породы. Поэтому было принято решение убрать каплю и выдавить на ее место новую, а также еще одну каплю рядом, где капли с ПАВ еще не было. Результат на рисунке 3.8 следующий: капля, которую выдавили на место, где уже была одна с каплей, ПАВ первоначальный угол составил  $108^\circ$ , а рядом куда каплю поместили в первый раз угол был  $138^\circ$ .



Рисунок 3.8 – Первая и вторая капля модельного фильтрата с добавлением ПАВ № 14, 0,5 % на поверхности горной породы (составлено автором)

Таким образом, была подтверждена возможность адсорбирования молекул гидрофильных ПАВ на гидрофобной поверхности. Далее был проведен ряд исследований с целью установить возможность изменить смачиваемость поверхности и зависимость степени изменения смачиваемости от концентрации ПАВ в растворе или времени контакта. Исследования проходили по аналогии с первым тестом: сначала укладывалась первая капля, через определенное время первую каплю убирали и на ее место укладывали новую вторую каплю. По первоначальному краевому углу второй капли делается вывод о том, удалось ли изменить смачиваемость поверхности породы и насколько. Результаты такого тестирования ПАВ представлены для ПАВ под номерами №№ 14, 23, 24 на рисунках 3.9, 3.10 и 3.11.



Рисунок 3.9 – Первая и вторая капля модельного фильтрата с добавлением ПАВ № 14, 0,5 % на поверхности горной породы (составлено автором)



Рисунок 3.10 – Первая и вторая капля модельного фильтрата с добавлением ПАВ № 14, 1 % на поверхности горной породы (составлено автором)



Рисунок 3.11 – Первая и вторая капля модельного фильтрата с добавлением ПАВ № 14, 1,5 % на поверхности горной породы (составлено автором)

Концентрации 0,5 % недостаточно для того, чтобы изменить смачиваемость поверхности, главным условием исследования является добиться тех условий, чтобы угол второй капли был меньше  $90^\circ$ . Концентрации 1 % не дала сильного изменения результатов, хотя первая капля выдерживалась на поверхности 30 минут.

Наилучший результат удалось получить при концентрации 1,5 %. Первая капля за это время смочила поверхность и ее угол составлял меньше  $105^\circ$ , вторая же капля сразу растеклась на поверхности, угол составил  $73-76^\circ$ , что говорит о гидрофильном характере смачивания поверхности горной породы.

Далее проводилось тестирование ПАВ № 23, представляющий собой жидкость янтарного цвета. Первый образец был водный раствор с концентрацией ПАВ 0,5 %, и результаты были лучше, чем у ПАВ № 14. Первоначально капля была  $142^\circ$ , что говорит нам о сильно возросшей гидрофильности капли, а через 30 минут угол снизился до  $105^\circ$ . Вторая капля показала результаты лучше образца ПАВ № 14 с концентрацией 1,5 %, а именно полное изменение смачиваемость в сторону гидрофильного типа, так как угол составил  $56^\circ$ . Дальнейшее увеличение концентрации повысило эффективность гидрофилизации настолько эффективно, что при концентрации 1,5 % первая капля впиталась в модельный образец горной породы за 40 минут, а вторая капля за 15 минут. На рисунках 3.12, 3.13 и 3.14 представлена фотофиксация капель образцов ПАВ № 23 с концентрациями 0,5 %, 1 %, 1,5 %.



Рисунок 3.12 – Первая и вторая капля модельного фильтрата с добавлением ПАВ № 23, 0,5 % на поверхности горной породы (составлено автором)



Рисунок 3.13 – Первая и вторая капля модельного фильтрата с добавлением ПАВ № 23, 1 % на поверхности горной породы (составлено автором)



Рисунок 3.14 – Первая и вторая капля модельного фильтрата с добавлением ПАВ № 23, 1,5 % на поверхности горной породы (составлено автором)

Результаты ПАВ № 23 оказались лучше ожидаемых, но больший интерес представляет ПАВ № 24. Так же было подготовлено 3 раствора с концентрациями ПАВ 0,5 %, 1 %, 1,5 %. Были получены следующие результаты: при концентрации 0,5 % ПАВ за 7 минут угол снизился с 134° до 99°, еще через 10 минут угол был 88°, то есть меньше чем за 20 минут поверхность смачивания стала гидрофильной. Угол второй капли сразу был ниже 90°, что подтверждает изменение типа смачиваемости породы. При увеличении концентрации ПАВ до 1 % в растворе капля впиталась в породу за 10 минут, вторая же капля впиталась за 2 минуты. При увеличении концентрации еще на 0,5 %, капля впиталась меньше чем за 1 минуту. Фотофиксации капель представлена на рисунках 3.15, 3.16 и 3.17.



Рисунок 3.15 – Первая и вторая капля модельного фильтрата с добавлением ПАВ № 24, 0,5 % на поверхности горной породы (составлено автором)



Рисунок 3.16 – Первая и вторая капля модельного фильтрата с добавлением ПАВ № 24, 1 % на поверхности горной породы (составлено автором)



Рисунок 3.17 – Первая и вторая капля модельного фильтрата с добавлением ПАВ № 24, 1,5 % на поверхности горной породы (составлено автором)

ПАВ под № 24 показал наилучшую эффективность среди всех выбранных образцов.

Одним из основных предположений является то, что измененная смачиваемость повышает мобильность нефти за счет того, что снижается адгезия к породе. Для того чтобы подтвердить это предположение исследование на тензиометре было видоизменено. Окружающая среда была заменена с углеводородной на водную, а в качестве капель были не водные растворы, а модель нефтепродукта – керосин. Из-за такого изменения бруски укладывались не на дно, а подвешивались сверху, так как из-за разницы плотностей капли керосина будут всплывать, и чтобы они попали на поверхность смоделированной горной породы, бруски закрепили сверху кюветы. Конструкция представлена на рисунке 3.18.



Рисунок 3.18 – Процесс измерения всплывающей капли керосина в водной среде (составлено автором)

Для начала в качестве среды использовалась простая дистиллированная вода. Сделано так для того, чтобы, во-первых, убедиться в неизменности смачиваемости в другой среде и посмотреть, как себя будет вести неводная жидкость на гидрофобной поверхности. На рисунке 3.19 капля керосина моментально впитывается в породу.



Рисунок 3.19 – Процесс измерения всплывающей капли керосина в водной среде (составлено автором)

Следующий этап заключается в смене окружающей среды с дистиллированной воды на водные растворы ПАВ, которые показали наилучшие результаты в предыдущем тестировании. Капля керосина не впиталась и осталась на поверхности породы,  $\theta$  был  $> 90^\circ$ , что говорит об изменении смачиваемости поверхности благодаря образовавшейся гидрофильной пленки. Образец, представленный на рисунке 3.20, оставили на сутки, капля не впиталась, более того если наклонять столик, на котором стоит кювета, то она перекачивается по поверхности, что подтверждает отсутствие адгезии, следовательно, повышение подвижности.



Рисунок 3.20 – Капля керосина в среде фильтрата бурового раствора с 1,5 % ПАВ первые 10 секунд, через 1 час и через 6 часов (составлено автором)

По результатам проведенных исследований на тензиометре были выбраны несколько ПАВ, способных эффективно адсорбироваться на поверхности гидрофобной поверхности и менять ее смачиваемость. Также было установлено, что на гидрофильной поверхности подвижность углеводородов увеличивается, в свою очередь это должно положительно повлиять на относительную фазовую проницаемость.

### 3.3 Определение термодинамической эффективности поверхностно-активных веществ

Для количественной оценки количества ПАВ, адсорбированного на границе раздела фаз, применяют изотерму адсорбции, отражающую зависимость поверхностного избытка от концентрации ПАВ в системе. Основой для построения такой зависимости служат экспериментальные данные по изменению межфазного натяжения при увеличении концентрации ПАВ.

Один из наиболее распространённых и теоретически обоснованных подходов к расчёту адсорбции основан на уравнении Гиббса (3.2), связывающем изменение межфазного натяжения с поверхностным избытком вещества:

$$\Gamma = -(C/RT) * (d\sigma/dC), \quad (3.2)$$

где  $\Gamma$  - поверхностная избыточная концентрация, моль/м<sup>2</sup>;

$C$  – концентрация ПАВ в системе, моль/м<sup>3</sup>;

$R$  – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль\*К);

$T$  – температура, при которой проводилось исследование, К;

$\sigma$  – межфазовое натяжение, Н/м.

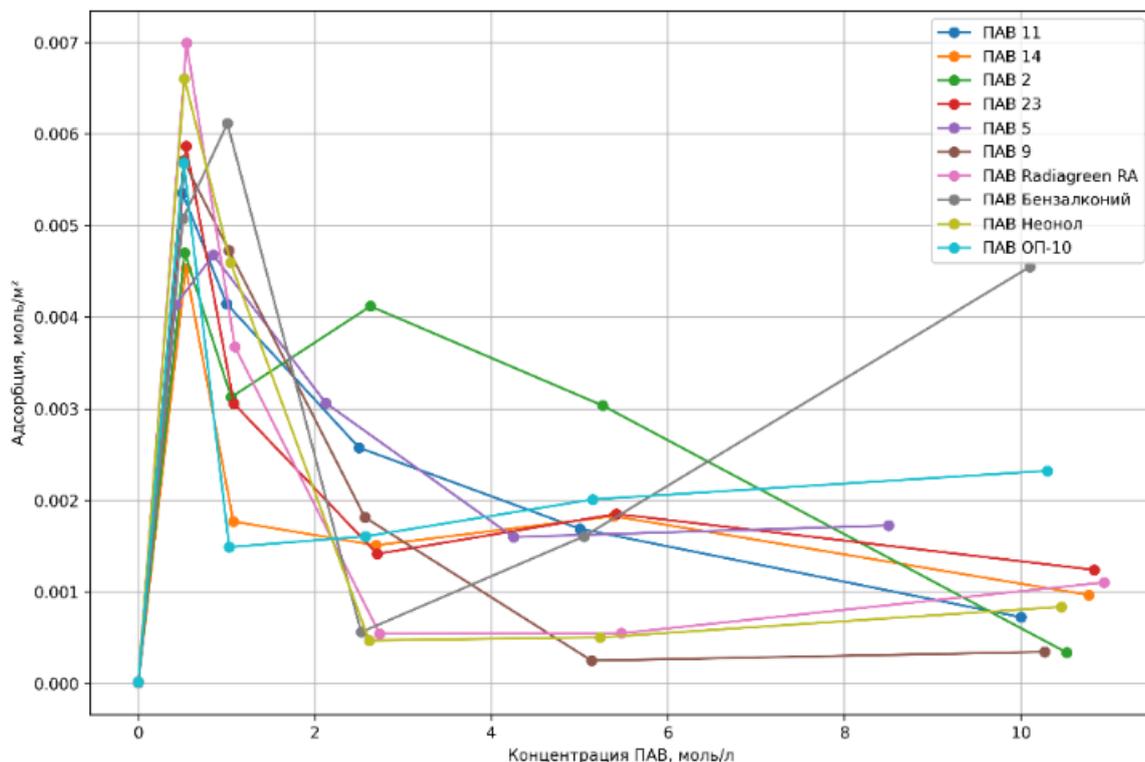


Рисунок 3.21 – Изотерма адсорбции ПАВ, построенная по уравнению Гиббса (составлено автором)

На рисунке 3.21 представлена изотерма адсорбции ПАВ, построенная по данным изменения межфазного натяжения. Все исследуемые образцы демонстрируют характерную форму с резким увеличением адсорбции на низких концентрациях и выходом на плато при достижении насыщения межфазной поверхности.

Оценка эффективности снижения межфазного натяжения осуществляется с использованием уравнения (3.3):

$$\Delta G = RT \ln(\sigma_0/\sigma), \quad (3.3)$$

где  $\Delta G$  – изменение свободной энергии Гиббса, Дж/моль;

$\sigma_0$  – межфазовое натяжение без добавления ПАВ, Н/м;

$\sigma$  – межфазовое натяжение при данной концентрации ПАВ, Н/м.

График 3.22 демонстрирует рост модуля  $\Delta G$  с увеличением концентрации ПАВ, что свидетельствует о повышении термодинамической стабильности адсорбционного слоя.

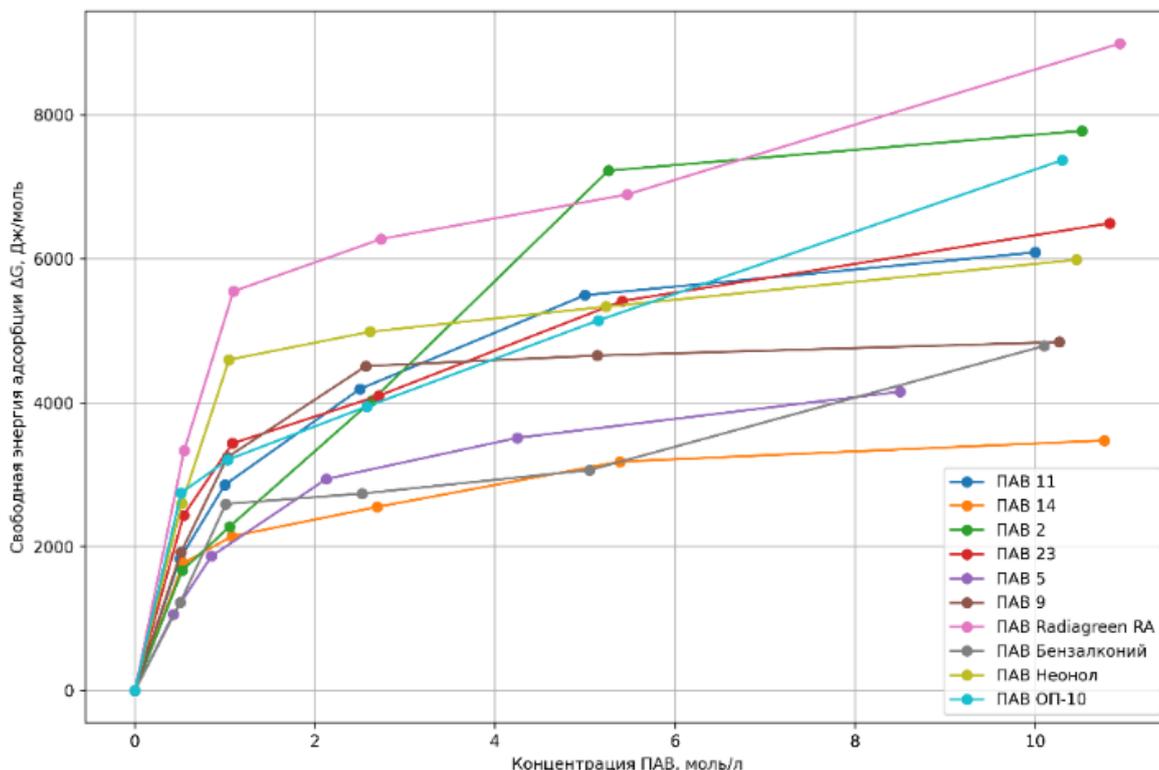


Рисунок 3.22 – свободная энергия адсорбции ПАВ в зависимости от концентрации  
(составлено автором)

Для определения свободной энергии адсорбции, отражающей энергетическую выгодность перехода молекул из раствора на межфазную поверхность, используется уравнение (3.4):

$$\Delta G_{\text{адс}} = RT \ln(C_{\text{ККМ}}), \quad (3.4)$$

где  $C_{\text{ККМ}}$  – концентрация, при которой ПАВ достигает ККМ, моль/м<sup>3</sup>;

$R$  – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль\*К);

$T$  – температура при которой проводилось исследование, К.

Результаты расчёта представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Значения свободной энергии адсорбции для образцов ПАВ  
(составлено автором)

Образец ПАВ	$\Delta G$ , Дж/моль
№ 11	- 1718.19
№ 14	- 1534.31
№ 2	- 1592.53
№ 23	- 1520.54
№ 5	- 402.86
№ 9	- 1652.15

## Продолжение таблицы 3.2

Образец ПАВ	$\Delta G$ , Дж/моль
Radiagreen RA	- 1495.49
Бензалконий	24.67
Неонол	- 1606.71
ОП-10	- 1644.92

Анализ полученных данных позволяет выделить следующие закономерности:

- наиболее термодинамически выгодную адсорбцию продемонстрировали ПАВ № 11, № 9, ОП-10 и Неонол — все они имеют наибольшую по модулю энергию Гиббса, что указывает на высокую склонность к адсорбции и эффективное снижение межфазного натяжения.
- Бензалконий, напротив, показал положительное значение энергии адсорбции, что свидетельствует о низкой эффективности его действия в данной системе. Это может быть связано с плохим смачиванием или ограниченной ориентацией молекул на границе раздела.
- ПАВ № 5 также демонстрирует сравнительно низкую адсорбционную способность, вероятно из-за слабого влияния на межфазное натяжение при исследуемых концентрациях.

Таким образом, наиболее эффективными с термодинамической точки зрения ПАВ для снижения межфазного натяжения и формирования устойчивого адсорбционного слоя являются ПАВ № 11, № 2, № 9, ОП-10 и Неонол.

### 3.4 Классификация исследуемых поверхностно-активных веществ

Из 39 представленных образцов для дальнейших фильтрационных исследований было использовано 6 образцов. С целью более качественной интерпретации дальнейших результатов необходимо знать, что за тип ПАВ и по возможности примерные функциональные группы или основное действующее вещество. Для определения типа ПАВ, а именно анионный, катионный или неионогенный воспользуемся методикой, описанной во второй главе. В исходном растворе содержатся 8 мл водного раствора метиленового голубого, 5 мл хлороформа и 5–6 капель 0,05 % раствора сульфанола для выравнивания окраски в

обоих слоях. Затем к исходному раствору добавляется 2 мл 1 % раствора исследуемого вещества. При добавлении раствора образцов № 9, № 11 и № 14 происходит потемнение хлороформенного слоя, при добавлении раствора № 2 и № 5 произошло осветлению хлороформного слоя, добавление № 23 не приводит к изменению окраски слоёв. Следовательно, АПАВ являются №№ 9, 11, 14; КПАВ являются № 2 и 5, а № 23 является НПАВ.

Дополнительно к этому исследованию было принято решение провести инфракрасную спектроскопию (ИК). Данный метод был выбран в связи с тем, что можно изучать вещества в любом состоянии. Сам метод основан на пропускание инфракрасного света через исследуемый образец, молекулы которого поглощают определены частоты, соответствующие их строению. После того как свет прошел через образец, он попадает на детектор, который определяет, какие частоты были поглощены, а какие прошли через. Поглощение света происходит в случае, когда частота вибрации молекулы совпадает с частой света. Результатом исследования является спектрограмма, анализируя которую мы способны определить наличие той или иной связи атомов. По результатам исследования на ИК спектрометре были получены следующие данные, представленные на рисунке 3.23–3.28.

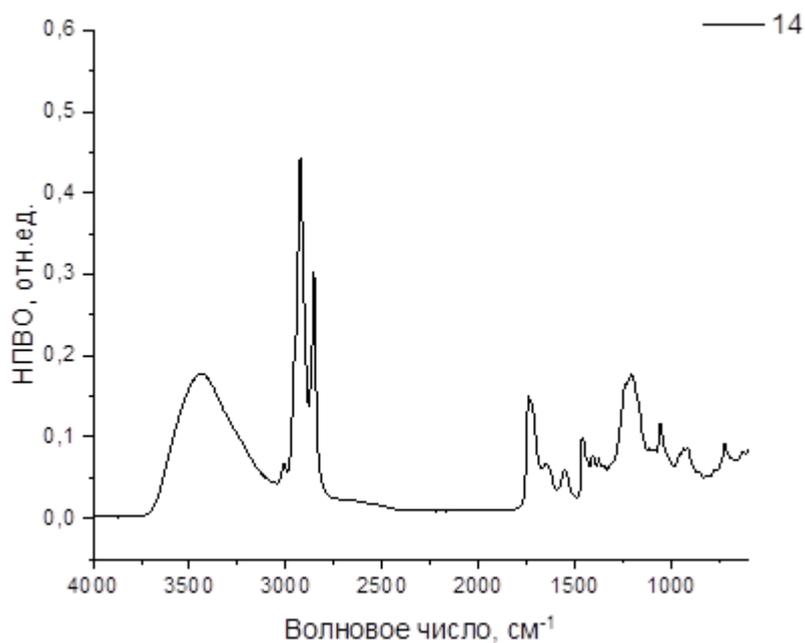


Рисунок 3.23 – Инфракрасная спектроскопия образца ПАВ № 14  
(составлено автором)

~3400  $\text{cm}^{-1}$  (широкое поглощение) → свидетельствует о наличии O–H групп (возможно, остатки влаги, спиртовые/карбоновые фрагменты).

~2920 и 2850  $\text{cm}^{-1}$  (интенсивные пики) → это C–H колебания длинных алифатических цепей — характерно для растительных жиров и их производных.

~1700  $\text{cm}^{-1}$  нет выраженного пика → значит, карбоксильные группы (C=O) или сложноэфирные фрагменты уже прореагировали.

~1200–1050  $\text{cm}^{-1}$  – интенсивные пики → именно эта область важна! Тут проходят асимметричные и симметричные колебания S=O, характерные для сульфозэфирных (RO–SO<sub>3</sub><sup>-</sup>) групп.

~1400–1600  $\text{cm}^{-1}$  — умеренные сигналы → могут быть связаны с деформационными колебаниями C–H и возможными следами несulfатированных фрагментов.

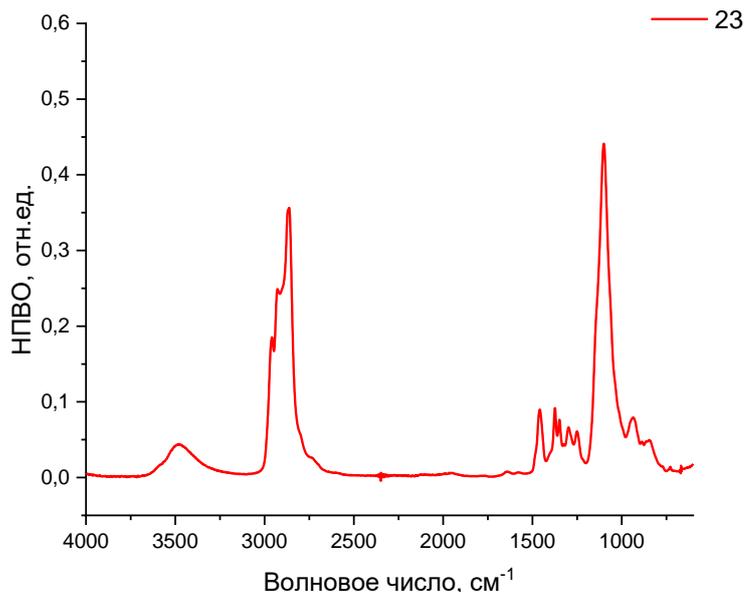


Рисунок 3.24 – Инфракрасная спектроскопия образца ПАВ № 23  
(составлено автором)

~3400  $\text{cm}^{-1}$  (слабый, широкий пик) → это O–H колебания → наличие гидроксильных групп подтверждается.

~2950 и ~2850  $\text{cm}^{-1}$  (интенсивные пики) → C–H растяжения от алифатических углеводородов, характерно для длинных алкильных цепей.

$\sim 1100\text{--}1000\text{ см}^{-1}$  (интенсивный пик)  $\rightarrow$  очень характерно для С–О–С (эфирных связей). Это ключевой признак этоксилированных спиртов или других полиэфирных структур.

$\sim 1450\text{--}1500\text{ см}^{-1}$  (умеренный пик)  $\rightarrow$  деформационные колебания С–Н.

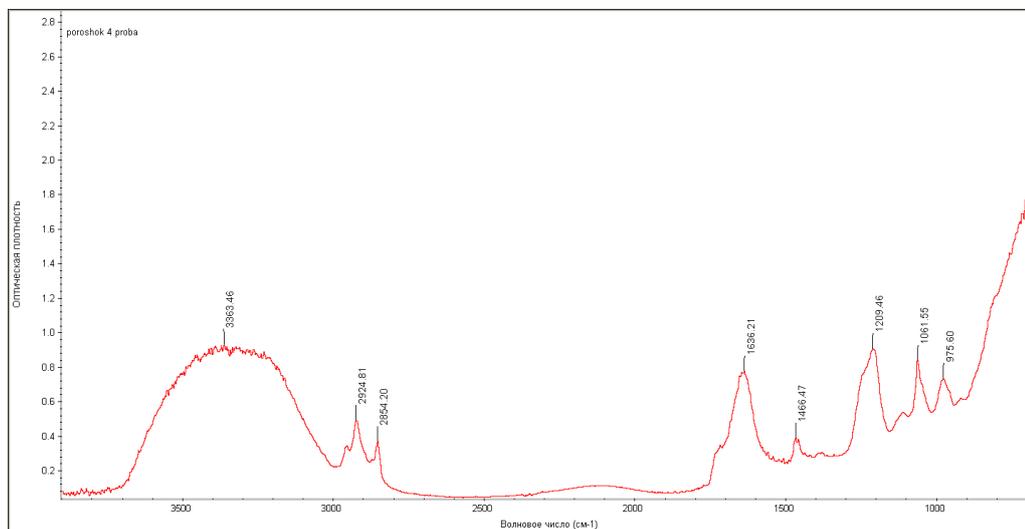


Рисунок 3.25 – инфракрасная спектроскопия образца ПАВ №35  
(составлено автором)

$\sim 3300\text{ см}^{-1}$  (широкий пик)  $\rightarrow$  О–Н колебания — возможно, следы влаги, спиртов или остатков воды.

$\sim 2954$  и  $2914\text{ см}^{-1}$   $\rightarrow$  С–Н растяжения алифатических цепей — указывает на длинную углеводородную цепь.

$\sim 1249$  и  $1055\text{ см}^{-1}$   $\rightarrow$  очень характерные пики асимметричного и симметричного растяжения S=O (сульфатной группы).

Это классические сигналы сульфатного эфира, как у лаурилсульфата натрия и подобных веществ.

$\sim 1464$  и  $1379\text{ см}^{-1}$   $\rightarrow$  деформационные колебания С–Н — ещё одно подтверждение алифатической природы.

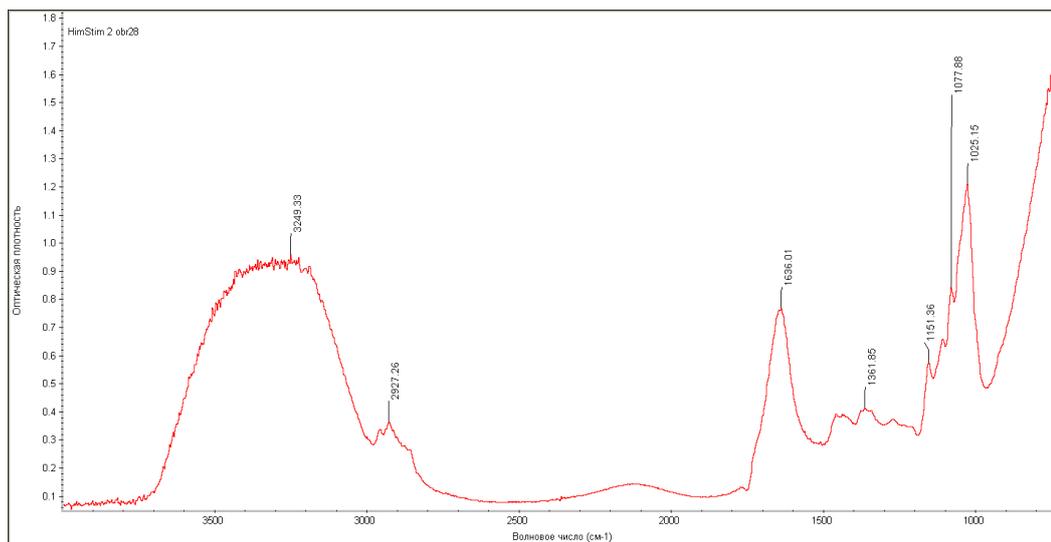


Рисунок 3.26 – Инфракрасная спектроскопия образца ПАВ №28  
(составлено автором)

~3349  $\text{cm}^{-1}$  – широкое поглощение → O–H (влаги или остатки спиртов) и/или N–H (если есть вторичные/первичные амины, но маловероятно для QAC).

~2927  $\text{cm}^{-1}$  и 2851  $\text{cm}^{-1}$  → растяжения C–H в алифатических цепях — указывает на присутствие углеводородного "хвоста" средней длины.

~1466 и 1385  $\text{cm}^{-1}$  → деформационные колебания  $\text{CH}_2$  и  $\text{CH}_3$  — характерны для аммониевых соединений с алкильными группами.

~1151–1025  $\text{cm}^{-1}$  (особенно пики 1077 и 1026  $\text{cm}^{-1}$ ) → могут быть связаны с C–N колебаниями и/или следами C–O (если в молекуле есть спирт/растворитель).

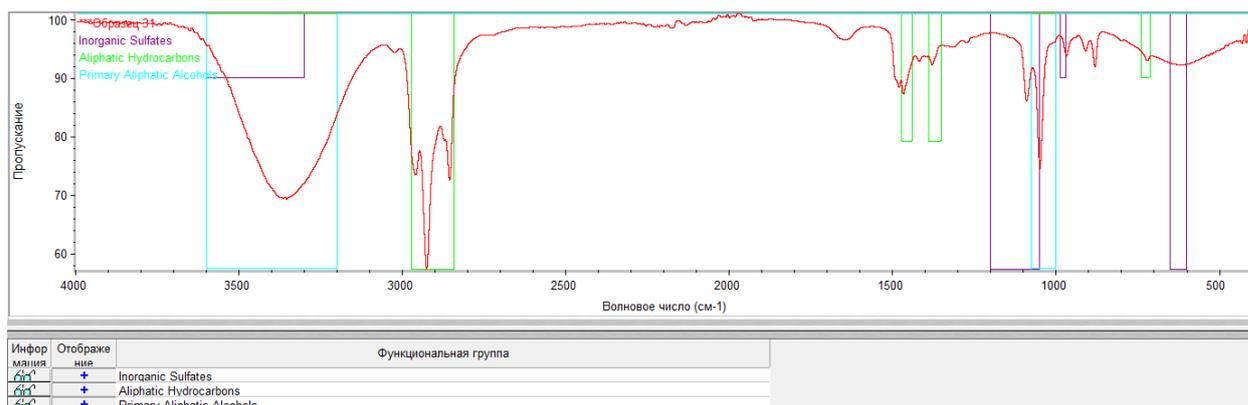


Рисунок 3.27 – Инфракрасная спектроскопия образца ПАВ № 31  
(составлено автором)

~3300  $\text{cm}^{-1}$  – широкое, интенсивное поглощение → характерно для O–H групп → свидетельство присутствия спирта (например, изопропанол, этанол). Также сюда могут добавляться N–H колебания от аминов или аммонийных групп.

~2900–2800  $\text{cm}^{-1}$  – узкие пики → алифатические С–Н связи от длинных углеводородных цепей ПАВ.

~1600–1500  $\text{cm}^{-1}$  – слабая активность → возможные деформационные колебания С–Н или N–Н (например, от четвертичных аммониев).

~1050–1100  $\text{cm}^{-1}$  → интенсивное поглощение, может соответствовать С–N, С–О (спирты, амины).

~600–800  $\text{cm}^{-1}$  и далее → возможно связано с неорганическими компонентами или колебаниями аммонийной группы.

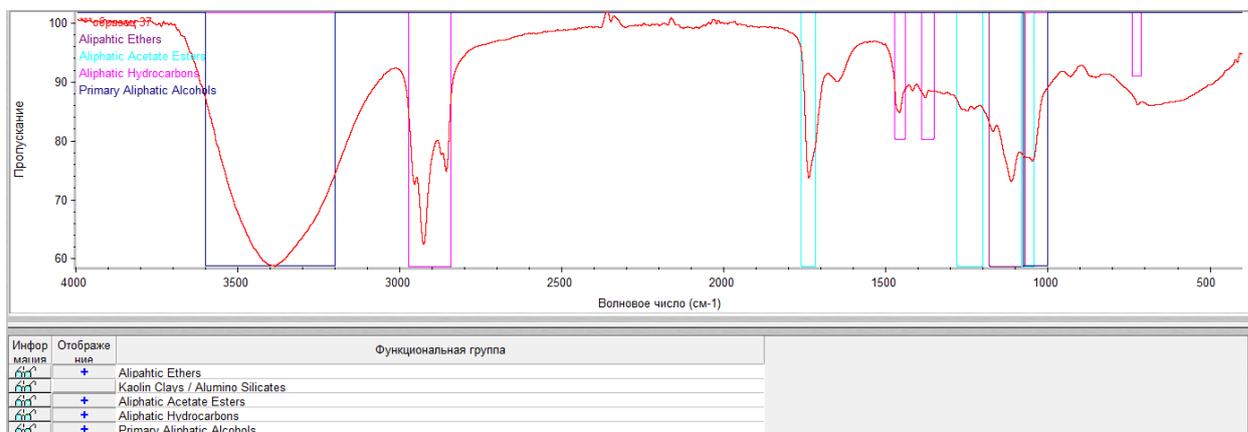


Рисунок 3.28 – Инфракрасная спектроскопия образца ПАВ № 37

(составлено автором)

~3300  $\text{cm}^{-1}$  (широкий пик) → Соответствует О–Н или N–Н колебаниям → аминоспирты.

~2850–2950  $\text{cm}^{-1}$  → С–Н колебания от алифатических углеводородных цепей → жирная кислота.

~1600–1650  $\text{cm}^{-1}$  → Возможные колебания С=N или С=О (если имидазолиновый цикл открыт).

~1000–1200  $\text{cm}^{-1}$  → С–N / С–О / возможно –S=O колебания (если имеется сульфатный контр-ион при превращении в анионную форму).

По результатам анализа ИК спектров можно предположить:

- ПАВ № 14 – Сульфатированное касторовое масло;
- ПАВ № 23 – Изотридеканол этоксилированный;
- ПАВ № 2 - Додecilтриметиламмоний хлорид (DTAC);
- ПАВ № 11 - Имидазолин на основе аминоспиртов и жирных кислот;

- ПАВ №5 - Цетилтриметиламмоний хлорид (СТАС);
- ПАВ №9 - Сульфат этоксилированного лаурилового спирта (SLES).

### **3.5 Геолого-физическая характеристика объекта исследования**

Тас-Юряхское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Республике Саха (Якутия), в 75 км к югу от города Мирный и в 140 км к северу от города Ленск. Структурно оно приурочено к Тас-Юряхской антиклинальной складке, расположенной в центральной части Мирнинского свода Непско-Ботуобинской антеклизы.

Месторождение многозалежное, полезные ископаемые выявлены в пластах В<sub>2</sub> билирской свиты (осинский горизонт), В<sub>5</sub> бюкской свиты (ботуобинский горизонт) и В<sub>13</sub> курсовкой свиты (талахский горизонт). Основные промышленные скопления углеводородов приурочены к ботуобинскому горизонту, продуктивные отложения которого формируют главную залежь месторождения. Залежь пласта В<sub>5</sub> характеризуется как нефтегазовая, пластовая, антиклинального типа, блоковая, тектонически экранированная, расчленённая на три блока. Продуктивный интервал представлен светло-серыми средне- и мелкозернистыми песчаниками, с общей мощностью от 0 до 38 м и эффективной мощностью до 31 м. Газовая часть в западном блоке достигает высоты 40 м, нефтяная оторочка во всех блоках имеет мощность 5–10 м. Коллекторы представлены преимущественно кварцевыми песчаниками, реже — крупнозернистыми алевrolитами.

По данным макро- и микроописаний керна коллекторы ботуобинского горизонта сложены массивными, горизонтально- и косослоистыми мелко- и среднезернистыми кварцевыми песчаниками, преимущественно мономиктового и олигомиктового состава с незначительным количеством полевых шпатов. Обломочный материал хорошо отсортирован. Цемент представляют кальцит, доломит, гидрослюда, реже ангидрит и кварц, с общим содержанием от долей процента до 7 %. Горизонт обладает хорошими коллекторскими свойствами: пористость от 12 до 20 %, проницаемость от 0,3 до 2 мкм<sup>2</sup>. Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка мощностью 17–20 м, сложенная

доломитами с прослоями ангидритов, ангидрито-доломитов и, реже, доломитизированных аргиллитов, что обеспечивает надежную герметизацию залежи.

Газ характеризуется плотностью  $0,631 \text{ кг/м}^3$ , с содержанием метана  $85,17 \%$  и азота  $7,5 \%$ . Газовый конденсат содержится в количестве  $18 \text{ г/м}^3$ , его плотность составляет  $0,687 \text{ г/см}^3$ . Нефть имеет плотность  $0,875 \text{ г/см}^3$ , вязкость  $13,11 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , содержание серы —  $0,78 \%$ , парафина —  $1,8 \%$ , смол и асфальтенов —  $16,2 \%$ .

### **3.6 Проведение фильтрационных исследований на насыпной модели**

Для определения влияния ПАВ на фильтрационно-емкостные свойства коллектора при проникновении фильтрата бурового раствора было проведено лабораторное моделирование проникновения фильтрата в призабойную зону пласта. Целью данного исследования являлось установить, как тип ПАВ и его поверхностные свойства воздействуют на кольматацию порового пространства продуктивного пласта и изменение фазовых проницаемостей.

Экспериментальная часть была выполнена согласно методике, описанной во второй главе. В качестве моделируемой породы Тас-Юряхского месторождения использовалась смесь кварцевого песка и маршалита, что позволило сформировать стабильную насыпную модель коллектора. После утрамбовки в керноприемнике была подготовлена модель пласта со следующими параметрами: пористость —  $0,36$ ; абсолютная проницаемость по нефти -  $780 \text{ мДа}$ ; начальная водонасыщенность -  $0,12$ .

Фильтрационные испытания проводились для четырёх различных фильтратов бурового раствора на водной основе (РВО):

1. базовый фильтрат без добавок;
2. фильтрат РВО с добавлением  $0,5 \%$  НПАВ «ОП-10»;
3. фильтрат РВО с добавлением  $0,5 \%$  АПАВ «№11»;
4. фильтрат РВО с добавлением  $0,5 \%$  КПАВ «Бензалконий».

Для каждого из образцов были проведены пять последовательных стационарных фильтраций при различном содержании воды в потоке ( $0 \%$ ,  $25 \%$ ,  $50 \%$ ,  $75 \%$  и  $100 \%$ ). Это позволило установить зависимость относительных

фазовых проницаемостей исследуемой горной породы от уровня водонасыщенности и оценить, каким образом изменяется фильтрационное поведение коллектора под влиянием различных составов фильтрата. Полученные результаты представлены на рисунке 3.29.

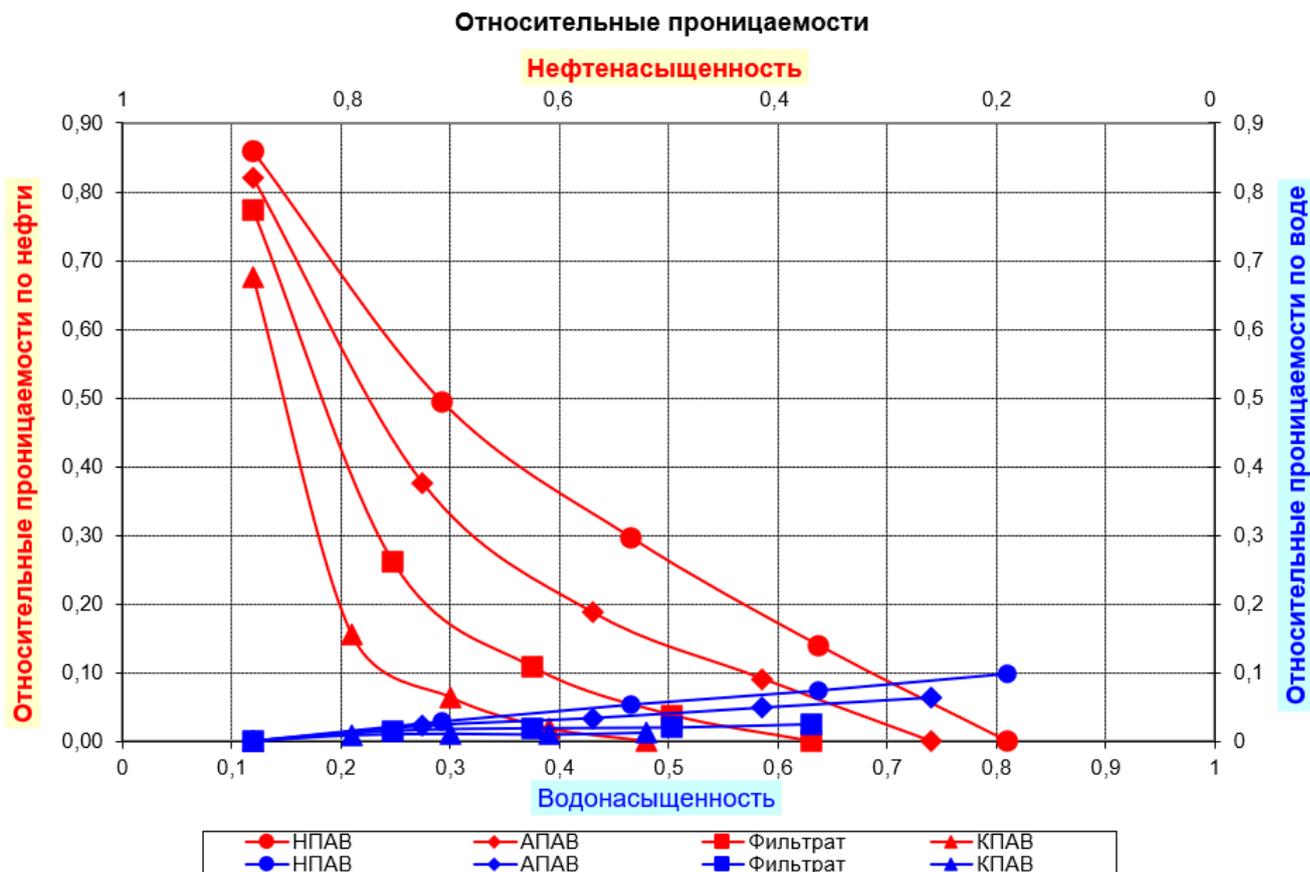


Рисунок 3.29 – Зависимость относительной фазовой проницаемости по нефти от водонасыщенности (составлено автором)

Анализ экспериментальных кривых показал, что с увеличением водонасыщенности наблюдается закономерное снижение относительной фазовой проницаемости нефти, сопровождаемое ростом относительной проницаемости водной фазы. Это классическое поведение двухфазной системы, отражающее конкуренцию фаз за доступное поровое пространство. Однако форма кривых и точки пересечения фазовых проницаемостей существенно различаются в зависимости от типа фильтрата. Базовый фильтрат без добавления ПАВ демонстрирует типичную зависимость: относительная проницаемость нефти убывает резко при водонасыщенности выше 0,3–0,4, тогда как проницаемость воды начинает расти после преодоления порога водонасыщенности. Такая картина

отражает низкую водосмачиваемость породы, при которой водная фаза начинает фильтроваться рано, а нефть быстро теряет проницаемость.

Добавление НПАВ и АПАВ в состав фильтрата бурового раствора оказывает положительное влияние на фильтрационно-емкостные характеристики продуктивного пласта в процессе его вскрытия. Полученные в лабораторных условиях зависимости относительных фазовых проницаемостей нефти и воды от водонасыщенности демонстрируют, что такие ПАВ способствуют формированию благоприятной с точки зрения гидродинамики призабойной зоны.

Введение гидрофилизирующих ПАВ приводит к увеличению водосмачиваемости пористой среды. При этом вода адсорбируется преимущественно на стенках пор, а нефтяная фаза смещается в центральные каналы, что обеспечивает сохранение её подвижности даже при частичном замещении пластового флюида фильтратом бурового раствора. Это особенно важно в условиях бурения, когда фильтрат проникает в приствольную часть пласта, изменяя фазовое насыщение и перераспределяя фазы в порах.

На фоне базового фильтрата, содержащего только воду, системы с НПАВ и АПАВ демонстрируют плавное снижение проницаемости нефти без резкого обрыва при умеренном водонасыщении. Это означает, что даже при проникновении фильтрата в поровое пространство нефтяная фаза сохраняет способность к фильтрации, что критически важно для обеспечения нормального притока при освоении скважины.

Таким образом, применение фильтратов с НПАВ и АПАВ способствует:

- снижению риска коагуляции поровой структуры водной фазой за счёт её равномерного распределения по стенкам пор;
- предотвращению захвата нефти в виде остаточных плёнок и линз;
- сохранению проницаемости призабойной зоны после вскрытия;
- улучшению условий притока при первичном освоении скважины.

В противоположность этому фильтрат с КПАВ (Бензалконий) демонстрирует иную картину. На графике видно, что при увеличении водонасыщенности проницаемость нефти снижается резко, а водная фаза остаётся малоподвижной

вплоть до высоких значений водонасыщенности, что указывает на формирование нефтесмачиваемой системы. В результате вода вытесняется на периферию поровой системы и не проникает вглубь порового пространства, что сопровождается ограниченной фильтрацией как воды, так и нефти. С практической точки зрения, подобный эффект может быть полезен в условиях бурения слабостабильных пород, особенно глинистых интервалов, склонных к набуханию и размягчению при контакте с фильтратом бурового раствора. Однако с точки зрения фильтрационных свойств продуктивного пласта, такая модификация поверхности сопровождается снижением проницаемости и может вызывать повышенную остаточную нефтенасыщенность в призабойной зоне. Это связано с тем, что нефть удерживается на стенках пор в виде плёнок, теряя подвижность.

Наличие ПАВ в фильтрате бурового раствора позволяет целенаправленно регулировать свойства призабойной зоны и оптимизировать условия её вскрытия.

### **3.7 Проведение фильтрационно-емкостных исследований на керамических дисках**

Результаты исследований, направленных на оценку изменения фильтрационных свойств пористой среды после воздействия фильтрата бурового раствора при первичном вскрытии пласта, позволяют сделать вывод о потенциальной возможности оптимизации качества вскрытия за счёт регулирования физико-химических параметров буровой жидкости. Для установления корреляционной зависимости между свойствами фильтрата и изменениями фильтрационно-емкостных характеристик горной породы требуется формирование репрезентативного массива данных, отражающих влияние состава бурового раствора на коллекторские свойства. Сбор таких данных требует воспроизводимости и сохранения условий лабораторных исследований. Это достижимо при проведении лабораторных экспериментов по методике упрощенного фильтрационно-емкостного исследования на керамических дисках, описанной во второй главе. Данное исследование отличается режимом нестационарной фильтрации и в применении керамических дисков различной пористости. Применение керамических дисков обусловлено их стабильными

физико-химическими характеристиками, воспроизводимостью коллекторных свойств, а также высокой степенью стандартизации по размеру, форме и поровой структуре. В качестве модельных буровых растворов, имитирующих условия первичного вскрытия продуктивного пласта, использовались два типа систем — на водной и углеводородной основе, составы которых представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Составы модельных буровых растворов (составлено автором)

<b>РВО</b>		<b>РУО</b>	
<b>Реагент</b>	<b>Концентрация</b>	<b>Реагент</b>	<b>Концентрация</b>
Водная основа	980	Базовое масло	650
Регулятор pH	1	Эмульгатор	30
Регулятор жесткости	1	Известь	30
Крахмал	15	Понизитель фильтрации	10
Ксантан	3	Хлористый кальций	62
Утяжелитель, кольматант F	130	Модификатор реологии	4
Утяжелитель, кольматант M	130	Гидрофобизатор	4
Смазка	30	Утяжелитель	300

Оба раствора были протестированы по методикам API 13-B и API 13-B2.

Ключевые реологические и фильтрационные характеристики растворов приведены в таблицах. Для РВО характеристики представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Технологические параметры модельного бурового раствора на водной основе (составлено автором)

<b>Температура замера параметров, °C</b>	<b>20°C</b>	<b>50°C</b>	<b>80°C</b>
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,16		
Фильтрация 20°, 100 psi мл/30мин	4		
pH	9,87		
600	116	84	96
300	83	59	69
200	67	48	57
100	47	34	41
6	14	10	14
3	11	9	11
Пластическая вязкость, мПа*с	33	25	27
ДНС, фунт/ 100фут <sup>2</sup>	50	34	42
СНС 10 сек, фунт/ 100фут <sup>2</sup>	12	10	11

## Продолжение таблицы 3.4

Температура замера параметров, °С	20°С	50°С	80°С
СНС 10 мин, фунт/ 100фут <sup>2</sup>	17	15	15

Основные технологические параметры РУО представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Технологические параметры модельного бурового раствора на углеводородной основе (составлено автором)

Температура замера параметров, °С	20°С	50°С	80°С
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,15		
Электростабильность	1200		
Фильтрация 85, 500 psi мл/30мин	3		
600	101	69	84
300	63	46	55
200	50	39	44
100	35	30	33
6	19	20	22
3	19	19	21
Пластическая вязкость, мПа*с	38	23	29
ДНС, фунт/ 100фут <sup>2</sup>	25	23	26
СНС 10 сек, фунт/ 100фут <sup>2</sup>	27	27	27
СНС 10 мин, фунт/ 100фут <sup>2</sup>	37	32	34

Составы буровых растворов были подобраны с учетом требований, предъявляемых к буровым жидкостям, используемым при бурении интервалов под эксплуатационную колонну. Выбор концентраций химических реагентов проведен с применением программы «Мат-Квадрат» [22]. Несмотря на наличие в составе значительного количества кольматирующих агентов, оба раствора демонстрируют фильтрацию через фильтрационную бумагу, что свидетельствует о невозможности полного исключения проникновения фильтрата в пласт.

После подготовки модельных образцов РВО и РУО было проведено первичное фильтрационно-емкостное исследование согласно методике, изложенной во второй главе. Первым этапом являлось определение исходной проницаемости керамического диска. Для насыщения порового пространства модельной нефтью диск предварительно погружался в нефть до полного удаления воздуха (визуально — до прекращения выхода пузырьков).

Затем проводилась многократная фильтрация модели нефти со значением кинематической вязкости 3,5 сСт в режиме нестационарной фильтрации. После

достижения стабилизации времени истечения, на основании полученных значений по формуле 2.6 были рассчитаны фазовые проницаемости по нефти для дисков со следующими средними значениями диаметра поровых каналов: 3 мкм, 10 мкм, 55 мкм и 120 мкм (таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Значения фазовой проницаемости по нефти для керамических дисков (составлено автором)

<b>Керамический диск Средний диаметр пор</b>	<b>Время истечения, мин</b>	<b>Фазовая проницаемость по нефти, мДа</b>
3 мкм	4,33	79,39
10 мкм	3,57	96,29
55 мкм	2,54	135,34
120 мкм	1,34	256,55

После того как были определены фазовые проницаемости по нефти, в ячейку вместо масла заливались образцы буровых растворов. Далее проходила фильтрация при давлении 500 psi в течение 30 минут. Получены следующие результаты (таблица 3.7).

Таблица 3.7 – Определенные значения водоотдачи модельных буровых растворов на керамических дисках (составлено автором)

<b>Керамический диск Средний диаметр пор</b>	<b>Объем фильтрата РВО, мл</b>	<b>Объем фильтрата РУО, мл</b>
3 мкм	8	4
10 мкм	10,8	5,6
55 мкм	14,6	7,2
120 мкм	20	12

Следующим шагом необходимо провести фильтрацию модели нефти в направлении пласт-скважина, для того чтобы определить коэффициент относительной проницаемости нефти после воздействия бурового раствора для вскрытия. Для этого используется второй фильтр-пресс, который соединяется с основным при помощи гибкого шланга через штоки. Установка представлена на рисунке 3.30. В данном случае для нагнетания модели нефти используется ячейка объемом 175 мл. В эту ячейку подается давление 20 psi, по шлангу модель нефти попадает в большую ячейку, далее фильтруется через диск и проходя его насквозь вытекает из большой ячейки.



Рисунок 3.30 – Определение кольтатирующей способности буровых растворов при помощи двух фильтр-прессов (составлено автором)

Время истечения всего объема фиксируется и рассчитывается новое значение фазовой проницаемости по нефти, записанные в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Значения фазовой проницаемости по нефти керамических дисков после воздействия модельных буровых растворов (составлено автором)

<b>Керамический диск Средний диаметр пор</b>	<b>Фазовая проницаемость после воздействия РВО</b>	<b>Фазовая проницаемость после воздействия РУО</b>
3 мкм	59,1	66,31
10 мкм	68,04	77,72
55 мкм	94,94	109,8
120 мкм	146,28	171,8

На основании полученных результатов установлено, что при сопоставимых значениях плотности и содержания кольтатанта РВО вызывают более выраженное снижение фазовой проницаемости по нефти по сравнению с РУО. Это свидетельствует о более интенсивной кольтатации порового пространства фильтратом РВО.

Для оценки влияния ПАВ на процесс кольтатации поровых каналов керамического диска была поставлена задача исследовать модифицированные составы бурового раствора. В качестве базовой системы использовался раствор РВО, в который вводились различные ПАВ в концентрации 1 %. Выбор конкретных веществ осуществлялся на основании предварительных лабораторных испытаний,

по результатам которых было отобрано 10 образцов с различными типами молекулярной структуры и механизмами действия.

Фильтрационные исследования модифицированных буровых растворов проводились на керамических дисках со средним диаметром пор 3 мкм, 10 мкм, 55 мкм и 120 мкм. Результаты эксперимента представлены на рисунке 3.31.

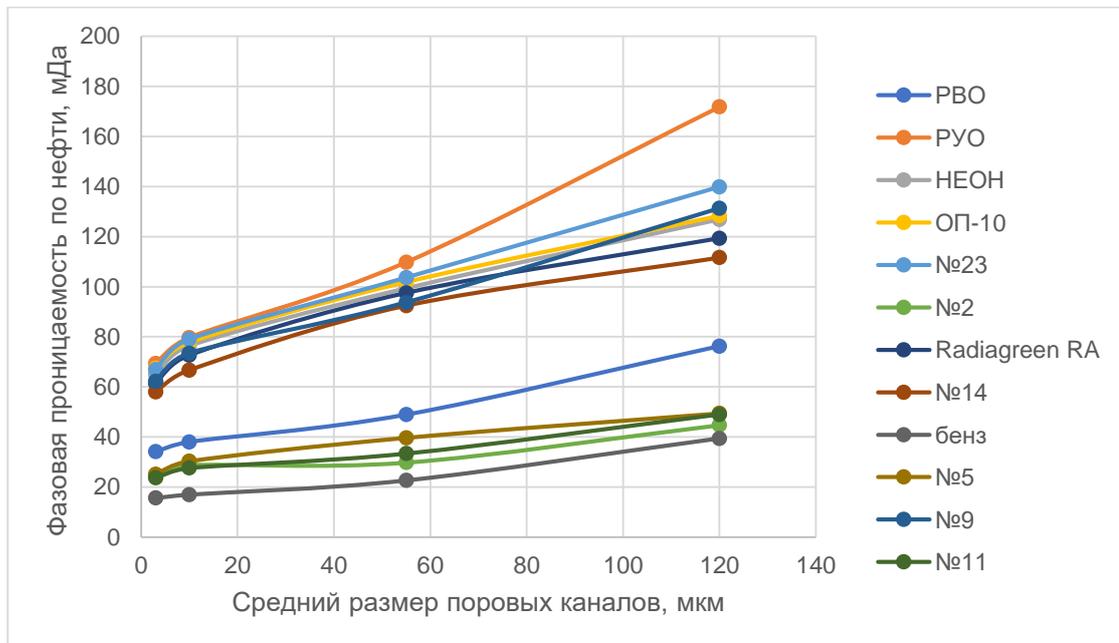


Рисунок 3.31 – Изменение фазовой проницаемости по нефти после воздействия буровых растворов для керамических дисков с различной пористостью (составлено автором)

Оранжевая линия на графике соответствует значениям фазовой проницаемости нефти после воздействия РУО; полученные по ней значения являются максимальными и используются в качестве эталонных. Синяя линия отражает данные для РВО, при этом значения фазовой проницаемости по нефти существенно ниже, что подтверждает более выраженное коагулирующее воздействие данного фильтрата.

Оставшиеся 10 кривых отображают поведение буровых растворов, модифицированных различными ПАВ. На основании анализа их распределения можно выделить две группы: первая — демонстрирует значения, близкие к уровню РУО; вторая — характеризуется ещё более низкими значениями, чем у базового РВО. Ко второй группе относятся, в основном, КПАВ и отдельные анионные ПАВ с выраженными гидрофобными свойствами. Таким образом, наблюдаемая картина

фильтрации на керамических дисках согласуется с результатами, полученными ранее на насыпной модели пористой среды.

Для того чтобы провести сравнительный анализ, введем коэффициент обратной проницаемости, который определяется по формуле (3.5):

$$\beta = k_1/k_2 * 100 \% , \quad (3.5)$$

где  $k_1$  - фазовая проницаемость по нефти до воздействия бурового раствора, м<sup>2</sup>;

$k_2$  - фазовая проницаемость по нефти после воздействия бурового раствора, м<sup>2</sup>.

Коэффициент обратной проницаемости, представленный на рисунке 3.32, позволит нам наглядно увидеть, насколько сильно снижается фазовая проницаемость по нефти после воздействия различных систем буровых растворов для первичного вскрытия.

Наилучшие результаты по восстановлению фазовой проницаемости по нефти после воздействия раствора на водной основе были получены при использовании НП АВ. Их добавление позволяет существенно повысить коэффициент обратной проницаемости и приблизить его значения к уровню, характерному для РУО. Однако данный эффект наиболее выражен при малых размерах поровых каналов.

Анализ распределения значений показал, что с увеличением диаметра пор коэффициент обратной проницаемости снижается. Это обусловлено тем, что при более крупных порах возрастает степень проникновения твёрдой фазы внутрь порового пространства, и процесс коагуляции определяется не только взаимодействием фильтрата с поверхностью, но и подбором состава твёрдой фазы коагулянта.

Таким образом, в коллекторах с мелкопористой структурой использование НП АВ в составе буровых растворов на водной основе позволяет значительно повысить эффективность вскрытия продуктивного пласта, приближая его к уровню, достигаемому при применении растворов на углеводородной основе.

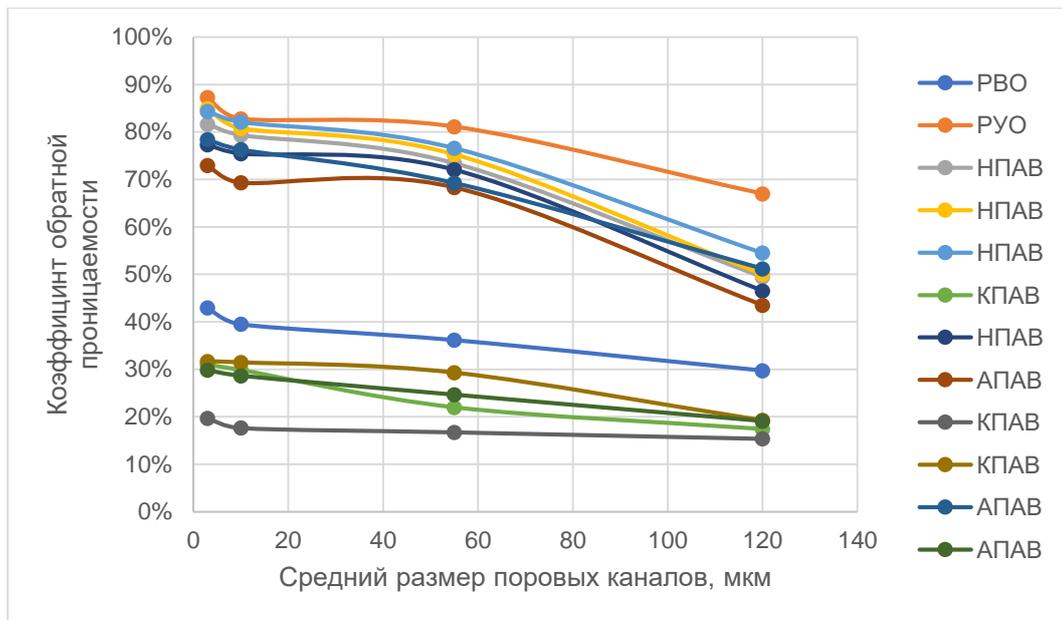


Рисунок 3.32 – Изменение коэффициента обратной проницаемости после воздействия буровых растворов для керамических дисков с различной пористостью (составлено автором)

### 3.8 Выводы к Главе 3

На основе совокупности экспериментальных данных сформирован классификационный подход к оценке эффективности ПАВ: предложено использовать изменения краевого угла и межфазного натяжения как первичные критерии для предварительного отбора реагентов, потенциально способных обеспечить повышение коэффициента обратной проницаемости при вскрытии продуктивных пластов.

Комплексный анализ результатов позволил определить наиболее перспективные для практического применения ПАВ. Эти реагенты обеспечивают одновременное существенное снижение межфазного натяжения на границе «нефть–вода» и гидрофилизацию породного материала, что ведет к снижению капиллярных эффектов и улучшению вытеснения фильтрата из пор. Внедрение подобных ПАВ в состав буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов позволит минимизировать повреждение коллектора (водонасыщение, эмульгирование нефти) и повысить начальный дебит скважин.

С целью подтверждения теоретической концепции была проведена серия экспериментов на насыпной модели коллектора. Результаты продемонстрировали,

что ПАВ с выраженной гидрофилизующей способностью позволяют достичь отсрочки водного прорыва и повышения фазовой проницаемости по нефти на высоких уровнях водонасыщенности, тем самым эмпирически подтверждая эффект формирования гидрофильной плёнки на поверхности пор.

Проведение экспресс-оценки эффективности экспериментальных и промышленных образцов ПАВ (всего изучено несколько десятков композиций) в составе фильтрата бурового раствора позволило сформировать однородный и репрезентативный массив экспериментальных данных, на основании которого впоследствии была построена регрессионная модель зависимости коэффициента обратной проницаемости от физико-химических параметров фильтрата бурового раствора.

**ГЛАВА 4 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ И АНАЛИЗ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ  
ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ И КРАЕВОГО УГЛА  
СМАЧИВАНИЯ НА ОБРАТНУЮ ПРОНИЦАЕМОСТЬ.**

**4.1 Подготовка экспериментальных данных для проведения регрессионного  
анализа**

Результаты оценки эффективности ПАВ в составе фильтрата бурового раствора, проведенной по экспресс-методу были внесены в таблицу. Для построения математической прогнозной модели на начальном этапе исследования был проведён комплексный анализ экспериментальных данных, включающий изучение парных связей, оценку взаимной корреляции параметров и проверку нормальности остатков. Была подготовлена база данных с результатами исследования 12 образцов ПАВ. Пример представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты исследования ПАВ № 5 (составлено автором)

<b>Образец</b>	<b>Конц., %</b>	<b>МН</b>	<b>Краевой угол</b>	<b>Тип</b>	<b>К</b>	<b>Размер пор</b>	<b>В</b>
5	0,05	25,26	134	КПАВ	25,70	3	32 %
5	0,1	18,24	135	КПАВ	32,77	3	41 %
5	0,25	11,83	135	КПАВ	28,34	3	36 %
5	0,5	9,39	139	КПАВ	25,68	3	32 %
5	1	7,25	145	КПАВ	21,14	3	27 %
5	0,05	25,26	134	КПАВ	29,39	10	31 %
5	0,1	18,24	135	КПАВ	29,54	10	31 %
5	0,25	11,83	135	КПАВ	34,96	10	36 %
5	0,5	9,39	139	КПАВ	32,75	10	34 %
5	1	7,25	145	КПАВ	20,29	10	21 %
5	0,05	25,26	134	КПАВ	48,78	55	36 %
5	0,1	18,24	135	КПАВ	44,53	55	33 %
5	0,25	11,83	135	КПАВ	44,43	55	33 %
5	0,5	9,39	139	КПАВ	40,46	55	30 %
5	1	7,25	145	КПАВ	29,65	55	22 %
5	0,05	25,26	134	КПАВ	59,61	120	23 %
5	0,1	18,24	135	КПАВ	55,51	120	22 %
5	0,25	11,83	135	КПАВ	58,76	120	23 %
5	0,5	9,39	139	КПАВ	60,67	120	24 %
5	1	7,25	145	КПАВ	49,43	120	19 %

Для разработки математической модели из общей базы данных были исключены 2 образца ПАВ, они будут использованы для тестирования прогностической способности модели. Таким образом, была получена обучающая выборка, состоящая из 10 образцов ПАВ со следующими параметрами (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Типы данных в обучающей выборке (составлено автором)

<b>Переменная</b>	<b>Количество нулевых значений</b>	<b>Количество пустых значений</b>	<b>Тип</b>	<b>Количество уникальных значений</b>
Коэффициент обратной проницаемости ( $\beta$ )	0	0	numeric	197
Образец	0	0	character	10
Концентрация	0	0	numeric	5
Межфазное натяжение	0	0	numeric	50
Краевой Угол	0	0	numeric	46
Тип ПАВ	0	0	character	3
Фазовая проницаемость по нефти	0	0	numeric	200
Размер пор	0	0	numeric	4

Для построения модели рассматриваются данные, состоящие из 2 категориальных и 6 количественных параметров. Результирующей переменной принят коэффициент обратной проницаемости ( $\beta$ ). В данных отсутствуют нулевые и пустые значения, следовательно, выборка не нуждается в очистке. Стоит обратить внимание на то, что размер пор является количественной переменной, хотя всего 4 уникальных значения. Это связано с тем, что было использовано 4 вида керамических дисков, при этом существует возможность использовать керамические диски с промежуточными значениями, чтобы увеличить точность модели. При этом делать переменную категориальной усложнит ее интерпретацию в модели и снизит применимость.

В выборке рассматривалось по 3 образца АПАВ и КПАВ и 4 образца НПАВ, распределение представлено на рисунке 4.1.

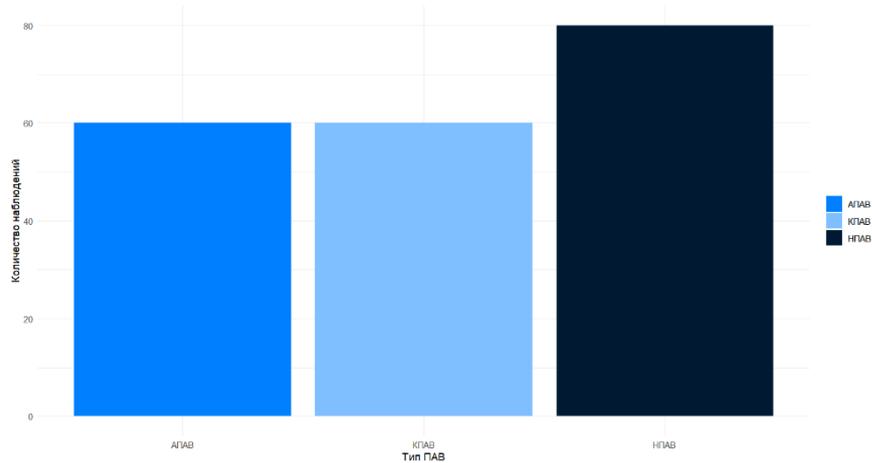


Рисунок 4.1 – Распределение ПАВ в тренировочной выборке данных  
(составлено автором)

Для обоснования корректности последующего анализа и построения регрессионной модели был проведен первичный статистический анализ экспериментальных данных. В таблице приведены ключевые параметры: среднее значение, медиана, стандартное отклонение, минимальное и максимальное значения, а также коэффициент вариации для каждой переменной (таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Параметры обучающей выборки (составлено автором)

Переменная	Среднее значение	Медиана	Стандартное отклонение	Минимальное значение	Максимальное значение	Коэффициент вариации
Коэффициент восстановления проницаемости	0,45	0,39	0,18	0,15	0,85	41 %
Фазовая проницаемость по нефти	58,94	57,22	27,71	15,64	139,88	47 %
Концентрация	0,38	0,25	0,35	0,05	1,00	92 %
Межфазное натяжение	9,53	8,64	5,95	1,03	25,26	62 %
Средний размер пор	47,00	32,50	46,75	3,00	120,00	99 %
Краевой угол смачивания	103,29	101,15	29,81	42,70	145,00	29 %

Одной из важнейших характеристик разброса значений является коэффициент вариации, отражающий относительную степень изменчивости

параметра. Он показывает, насколько велико стандартное отклонение переменной в сравнении с её средним значением.

Наиболее стабильное распределение наблюдается у переменной угла смачивания: коэффициент вариации составляет 29 %, что указывает на слабо выраженную изменчивость. У переменной-отклика (коэффициент обратной проницаемости) коэффициент вариации равен 41 %, то есть стандартное отклонение не превышает половины среднего значения, что интерпретируется как средняя вариативность.

Наибольшую изменчивость демонстрируют факторы "Пористость" и "Концентрация", коэффициенты вариации которых составляют 99 % и 92 % соответственно. Это означает, что стандартное отклонение сравнимо с их средним значением, и в выборке часто встречаются как минимальные, так и близкие к максимальным значения. Такая высокая дисперсия связана с тем, что количество уникальных значений этих переменных существенно меньше объёма выборки, что приводит к расширенному диапазону разброса.

Дополнительно проанализирована разница между средним значением и медианой переменных. Значительное отклонение средней величины от 50-го перцентиля может свидетельствовать о наличии выбросов, смещающих оценку. В данной выборке таких отклонений не наблюдается, что позволяет сделать вывод об отсутствии значимого влияния экстремальных значений на распределения переменных.

С целью анализа комплексного влияния различных факторов на коэффициент обратной проницаемости была построена матрица парных диаграмм рассеяния с распределениями (pairplot), охватывающая ключевые переменные: концентрацию ПАВ, межфазное натяжение, угол смачивания, фазовую проницаемость по нефти, пористость коллектора и коэффициент обратной проницаемости. В приложении А цветовая кодировка отражает тип используемых ПАВ: АПАВ, КПАВ и НПАВ. Анализ полученных зависимостей показал следующее.

Концентрация и коэффициент обратной проницаемости не демонстрируют выраженной линейной взаимосвязи. В области низких концентраций (0,05–0,25 %)

наблюдается широкий разброс значений коэффициента восстановления, характерный для всех типов ПАВ. Однако при увеличении концентрации (0,75–1,00 %) повышается эффективность НПАВ, что подтверждается сдвигом точек в область высоких значений коэффициента восстановления. Это указывает на чувствительность НПАВ к дозировке.

Межфазное натяжение обратно коррелирует с коэффициентом обратной проницаемости. Наиболее чёткая зависимость наблюдается у НПАВ, при применении которых достигаются наименьшие значения натяжения и максимальные значения коэффициента восстановления. АПАВ и КПАВ демонстрируют менее выраженную зависимость.

Угол смачивания оказывает ключевое влияние на фазовую проницаемость. Чем ниже угол, тем выше степень восстановления фазовой проницаемости по нефти, что связано с формированием гидрофильной поверхности в поровом пространстве. НПАВ также выделяются на этом фоне как наиболее эффективные в плане снижения угла смачивания.

В коллекторах с высокой пористостью (более 100 мкм) наблюдается снижение разброса значений коэффициента обратной проницаемости независимо от типа, применённого ПАВ. Это свидетельствует о снижении роли физико-химических свойств фильтра бурового раствора в условиях крупных пор и подтверждает, что регулирование смачиваемости в таких системах малоэффективно.

Фазовая проницаемость по нефти возрастает при снижении межфазного натяжения и угла смачивания. Особенно это характерно для реагентов с выраженным гидрофилизующим действием, таких как НПАВ.

Дополнительно следует отметить, что визуально по распределениям создаётся впечатление, будто тип ПАВ напрямую влияет на коэффициент обратной проницаемости, особенно в случае КПАВ, для которых наблюдается сосредоточенность точек в зоне низких значений восстановления. Однако анализ распределений типов ПАВ по углу смачивания показывает, что именно КПАВ соответствуют высоким значениям краевого угла, что и обуславливает снижение

коэффициента восстановления. Это указывает на то, что тип ПАВ сам по себе не является универсальным прогностическим фактором, а его влияние реализуется через физико-химические свойства, такие как угол смачивания и межфазное натяжение. Следовательно, использование типа ПАВ в качестве предиктора в регрессионной модели нецелесообразно — адекватное описание влияния достигается через учёт параметров межфазного взаимодействия.

Таким образом, результаты парного анализа подтвердили доминирующую роль НПАВ в повышении эффективности вскрытия продуктивных пластов за счёт снижения межфазного натяжения и краевого угла смачивания. Концентрация оказывает влияние лишь в совокупности с типом реагента. Установлено, что эффективность применения ПАВ значительно возрастает в коллекторах с малой пористостью, тогда как в коллекторах с крупными поровыми каналами влияние ПАВ нивелируется, и ключевым становится подбор кольтматирующих компонентов бурового раствора.

Для количественной оценки взаимосвязей между переменными, участвующими в эксперименте, была построена матрица парных коэффициентов корреляции Пирсона, представленная на рисунке 4.2.

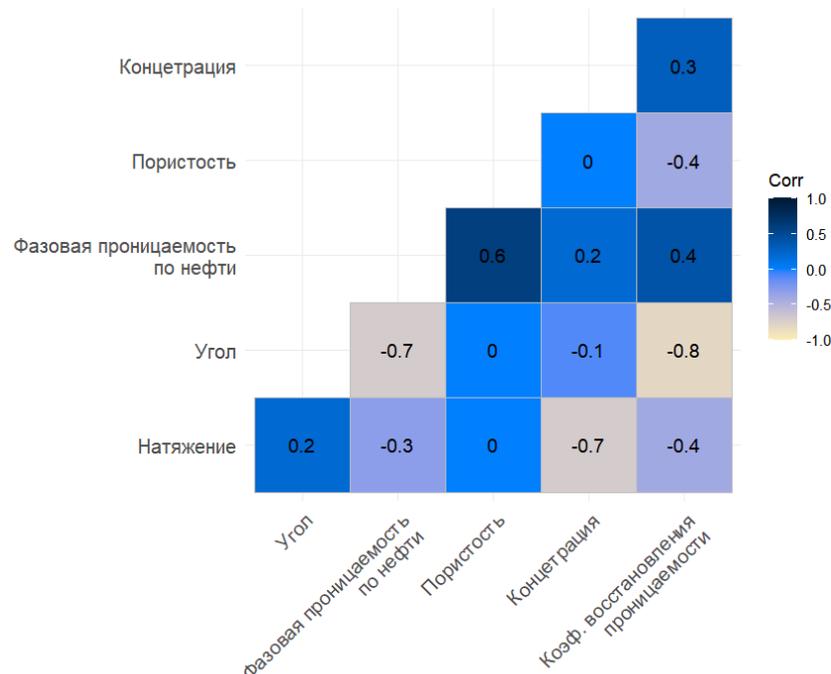


Рисунок 4.2 – Матрица парных коэффициентов корреляции Пирсона  
(составлено автором)

На рисунке представлены коэффициенты корреляции между следующими переменными: межфазное натяжение, краевой угол смачивания, фазовая проницаемость по нефти, пористость, концентрация ПАВ и коэффициент обратной проницаемости. Основные выводы по результатам анализа следующие:

Наиболее сильная отрицательная корреляция наблюдается между углом смачивания и коэффициентом обратной проницаемости ( $r = -0.8$ ), что подтверждает ключевое влияние смачиваемости на сохранение фильтрационных свойств коллектора. Снижение угла (гидрофилизация поверхности) способствует повышению фазовой проницаемости по нефти.

Существенная отрицательная корреляция также установлена с межфазным натяжением ( $r = -0.4$ ). Это означает, что снижение натяжения на границе вода–нефть, как правило, сопровождается улучшением фазовой проницаемости. Данный эффект обусловлен облегчением вытеснения нефти из порового пространства при снижении энергетических барьеров на межфазной границе.

Пористость демонстрирует отрицательную корреляцию ( $r = -0.4$ ). Это может указывать на некоторое снижение эффективности ПАВ в коллекторах с большей пористостью.

Позитивная корреляция с концентрацией ПАВ ( $r = 0.3$ ) указывает на общую тенденцию повышения коэффициента восстановления с ростом дозировки реагента. Несмотря на это данная переменная не включается в состав предикторов математической модели. Это обусловлено тем, что влияние концентрации реализуется опосредованно — через изменение физико-химических характеристик фильтрата, в первую очередь межфазного натяжения и краевого угла смачивания. Таким образом, сама по себе концентрация не является независимым фактором, а лишь фактором управления параметрами межфазного взаимодействия, которые уже включены в модель как ключевые предикторы.

Кроме того, включение одновременно и концентрации, и межфазных характеристик ( $\sigma$ ,  $\theta$ ) может привести к дублированию информации и возникновению мультиколлинеарности. Поэтому в целях повышения интерпретируемости и устойчивости модели было принято решение использовать

непосредственно межфазные параметры как более фундаментальные и физически обоснованные факторы, определяющие фильтрационные свойства призабойной зоны.

#### 4.2 Построение множественной линейной регрессии

Для количественной оценки влияния физико-химических характеристик фильтрата бурового раствора на коэффициент обратной проницаемости по нефти была построена множественная линейная регрессионная модель. В качестве зависимой переменной (отклика) использован коэффициент обратной проницаемости (обозначается как  $\beta$ ), отражающий отношение фазовой проницаемости по нефти после воздействия фильтрата к исходной фазовой проницаемости. Предикторами модели выбраны следующие переменные: межфазное натяжение ( $\sigma$ ), краевой угол смачивания ( $\theta$ ) и средний размер порового канала ( $m$ ).

Модель построена по эмпирическим данным, полученным в результате лабораторных экспериментов. В исследовании использовано 200 наблюдений. Итоговая модель имеет следующие параметры (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Коэффициенты линейной регрессии (составлено автором)

Наименование показателя	Значение показателя
Свободный член	1,04338 *** (0,02406)
Межфазное натяжение ( $\sigma$ )	-0,00745 *** (0,00107)
Краевой угол смачивания ( $\theta$ )	-0,00441 *** (0,00021)
Средний размер поровых каналов ( $m$ )	-0,00153 *** (0,00013)
N	200
R <sup>2</sup>	0,77728
*** $p < 0,001$ ; ** $p < 0,01$ ; * $p < 0,05$ .	

По результатам регрессионного анализа все параметры модели имеют уровень значимости  $p < 0,001$ , что свидетельствует об их 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  $\sigma$ ,  $\theta$  и  $m$  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) составляет 0,086, что 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. Полученная множественная регрессионная модель представлена на рисунке 4.3:

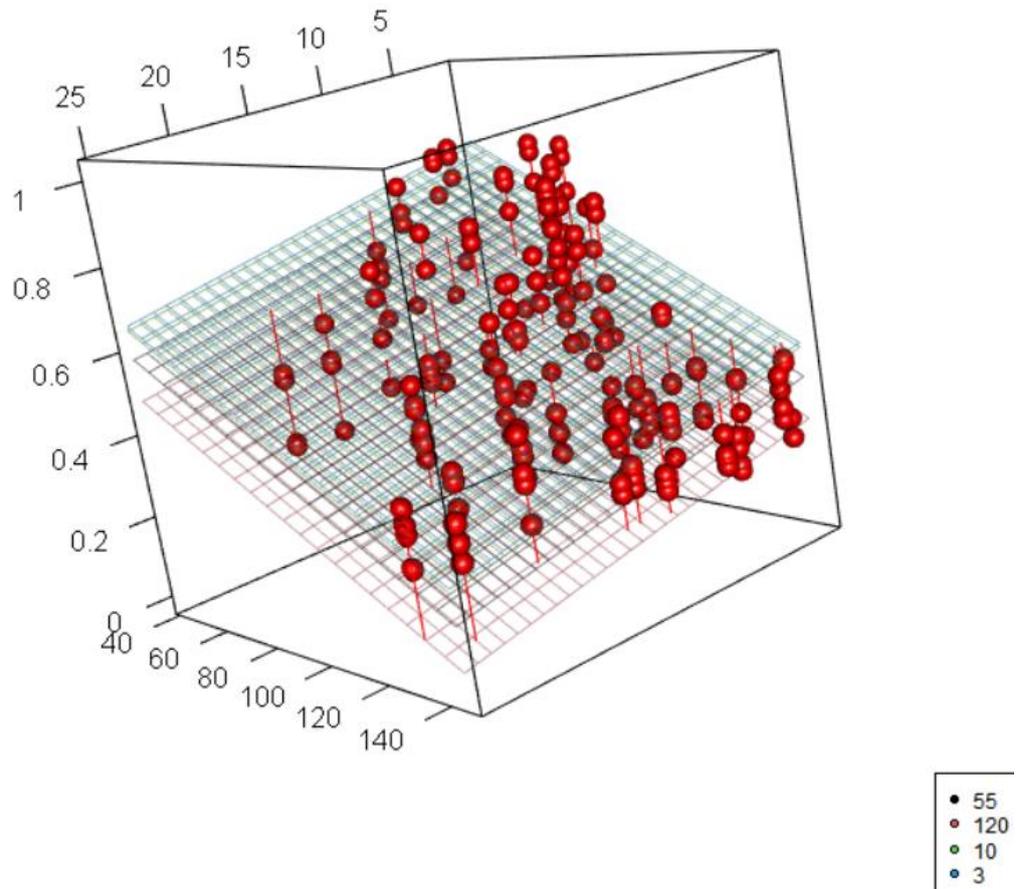


Рисунок 4.3 – Визуализация разработанной многофакторной регрессионной модели (составлено автором)

Для повышения качества модели были предприняты попытки построения нелинейных зависимостей с параметрами, представленными в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Значения коэффициентов для нелинейных регрессий (составлено автором)

Наименование показателя	Полиномиальная регрессия	Показательная регрессия	Степенная регрессия
Свободный член	0,81619 *** (0,05483)	0,46327 *** (0,05560)	3,64232 *** (0,26009)
Межфазное натяжение ( $\sigma$ )	-0,02217 *** (0,00325)	-0,01218 *** (0,00274)	-
Краевой угол смачивания ( $\theta$ )	0,00210 (0,00119)	-0,01044 *** (0,00056)	-
Средний размер поровых каналов (m)	-0,00153 *** (0,00012)	-0,00346 *** (0,00027)	-
$\sigma^2$	0,00064 *** (0,00014)	-	-

## Продолжение таблицы 4.5

Наименование показателя	Полиномиальная регрессия	Показательная регрессия	Степенная регрессия
$\theta^2$	-0,00003 *** (0,00001)	-	-
$\log(\sigma)$	-	-	-0,10860 *** (0,02328)
$\log(\theta)$	-	-	-0,87196 *** (0,05952)
$\log(m)$	-	-	-0,10367 *** (0,01136)
N	200	200	200
R <sup>2</sup>	0,81719	0,76824	0,69471

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.

### 4.3 Оценка полученной математической модели

Для оценки прогностической способности модели была проведена её валидация на независимой тестовой выборке, которая не использовалась при обучении. В качестве тестовой выборки были выбраны 40 наблюдений, соответствующих двум ПАВ (под №№ 24 и 25), что обеспечило независимость данных от обучающего набора.

Результаты валидации показали, что модель сохраняет высокую точность прогноза и на новых данных: значение RMSE составило 0,02, что на 66 % ниже аналогичного показателя на обучающей выборке. Это не отменяет предположения о том, что выборка может состоять только из значений со слишком большой ошибкой либо со слишком маленькой. Для проверки этого построим график 4.4. На графике фактические значения коэффициента обратной проницаемости по оси X сопоставлены с предсказанными значениями по оси Y.

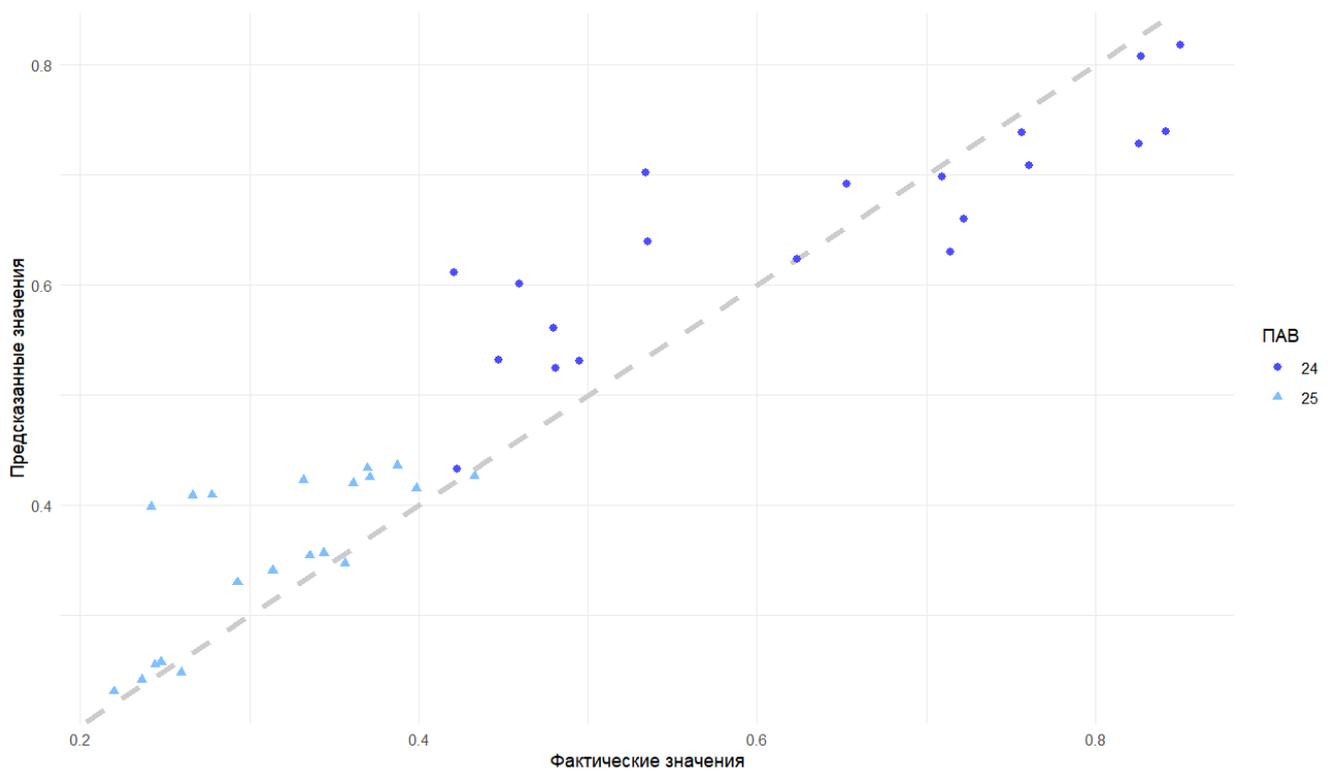


Рисунок 4.4 – Точечная диаграмма предсказанных и фактических значений коэффициента обратной проницаемости (составлено автором)

Диагональная линия отражает идеальный прогноз. Большинство точек стремится к данной диагонали, что указывает на высокую точность модели. Также наблюдается устойчивое различие между ПАВ 24 и 25: у ПАВ 24 значения коэффициента восстановления систематически выше, и модель это корректно отражает. Расстояния от точек до диагонали несколько увеличиваются в области высоких значений коэффициента, что объясняется повышенной вариативностью в этой зоне. Тем не менее, наибольшая точность достигается в диапазоне низких и средних значений, что особенно важно с практической точки зрения.

#### 4.4 Интерпретация множественной линейной регрессии

Если рассматривать полученные коэффициенты регрессии, можно сделать ложный вывод, что наибольшее влияние оказывает переменная натяжения ( $\sigma$ ), так как ее коэффициент по абсолютному значению выше остальных. Однако, чтобы корректно сравнивать влияние факторов, необходимо стандартизировать переменные, исключив влияние различий в шкалах измерения формулы 4.1.

$$\beta = 1,04338 - 0,00745 * \sigma - 0,00441 * \theta - 0,00153 * t, \quad (4.1)$$

где  $\sigma$  – межфазное натяжение, Н/м;

$\theta$  – краевой угол смачивания, рад;

$m$  – средний размер порового канала, м<sup>2</sup>.

После стандартизации предикторов (преобразование в отклонения от среднего, деленные на стандартное отклонение) была получена формула 4.2:

$$\beta = 0,44545 - 0,04431 * \sigma - 0,13136 * \theta - 0,07129 * m, \quad (4.2)$$

где  $\sigma$  – межфазное натяжение, Н/м;

$\theta$  – краевой угол смачивания, рад;

$m$  – средний размер порового канала, м<sup>2</sup>.

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 угол ( $\theta$ ) оказывает наиболее выраженное влияние на зависимую переменную, поскольку его стандартизированный коэффициент имеет наибольшее абсолютное значение (-0,13136). Влияние пористости ( $m$ ) 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 значению в генеральной совокупности.

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 4.5.

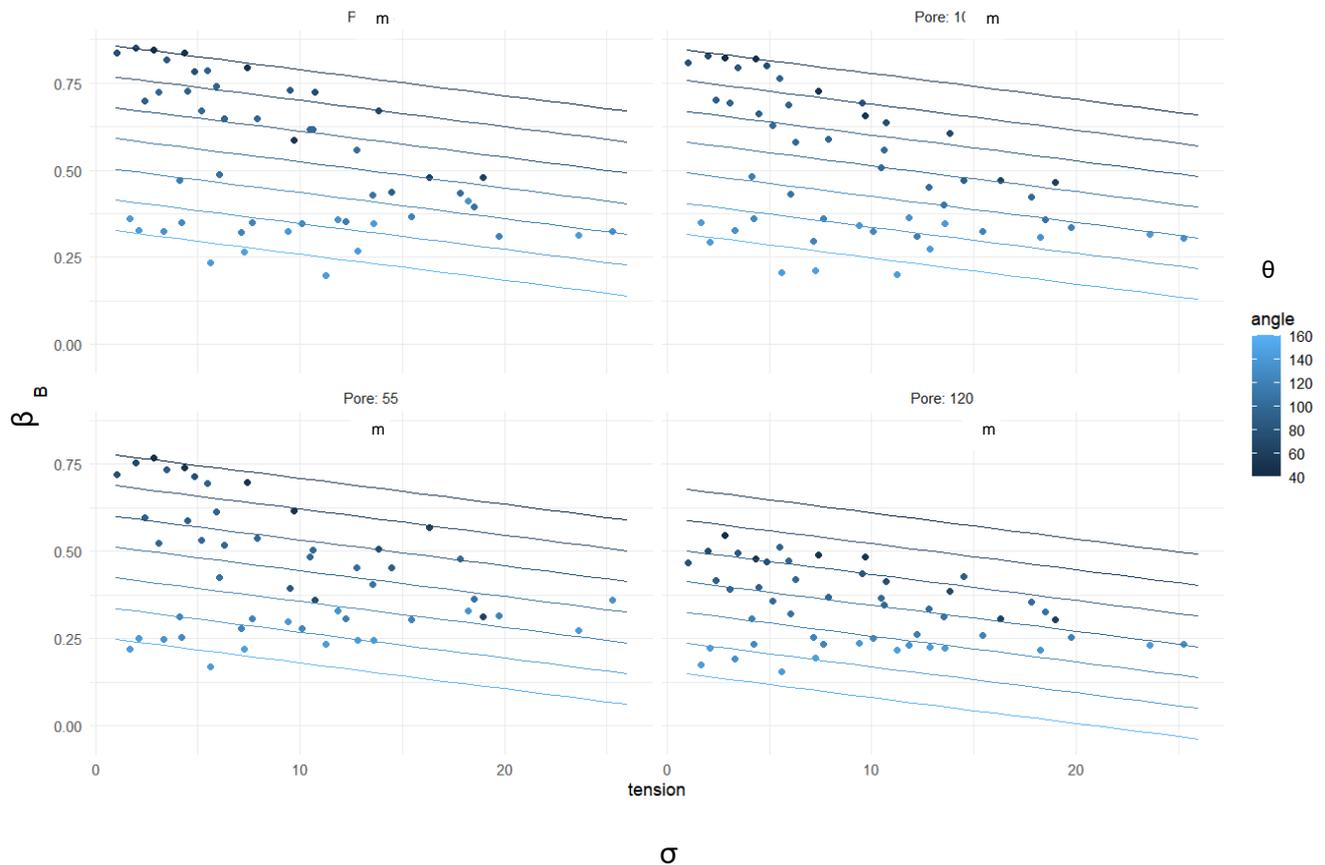


Рисунок 4.5 – Прогнозное влияние натяжения и угла смачивания на восстановление проницаемости при разных размерах пор (составлено автором)

График иллюстрирует зависимость  $B$  (фазовой проницаемости по нефти после воздействия бурового раствора) от  $\sigma$  (межфазового натяжения) с разбивкой по  $m$  (среднему размеру поровых каналов, пористости). Цвет точек соответствует  $\theta$  (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 ( $Pore=3, 10$ ) фазовая проницаемость нефти ( $B$ ) 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 угла смачивания также выражено – чем выше гидрофильность (меньший угол, темные точки), тем выше фазовая проницаемость нефти. Напротив, при гидрофобных условиях (большой угол, светлые точки)  $V$  значительно снижается, что подтверждает важность управления смачиваемостью в коллекторах с малой пористостью.

При высокой пористости ( $\text{Pore}=55, 120$ ) значения  $V$  стабильны и расположены близко друг к другу, что указывает на слабую зависимость фазовой проницаемости 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 коагулирующих добавок, позволяющих снизить избыточную фильтрацию бурового раствора и предотвратить потери флюидов.

Анализ модельных предсказаний подтверждает наблюдаемые закономерности. Во всех графиках линии тренда имеют отрицательный наклон, что свидетельствует о снижении фазовой проницаемости по нефти при увеличении поверхностного натяжения, как видно на рисунке 4.6.

Чем ниже угол смачивания (темные точки, гидрофильные условия), тем выше фазовая проницаемость нефти, что подтверждает эффективность ПАВ, способствующих гидрофилизации порового пространства. Визуализация распределения значений представлена на рисунке 4.7.

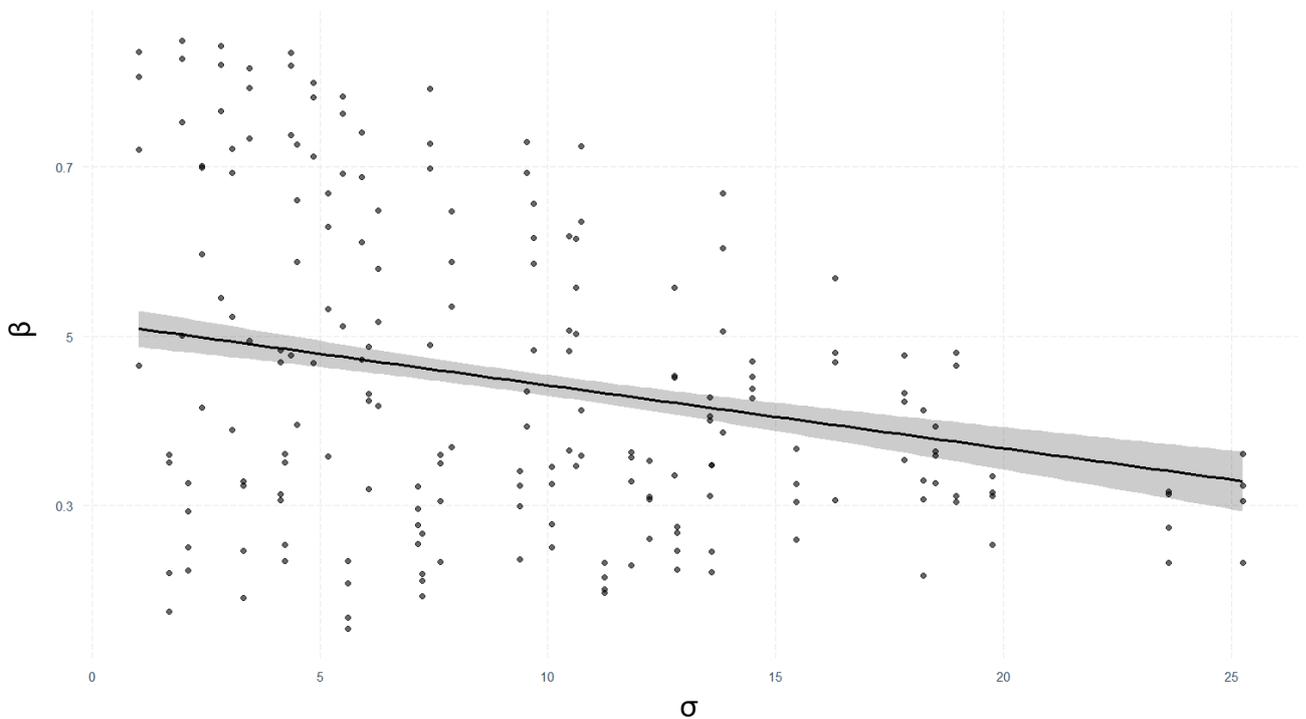


Рисунок 4.6 – Визуализация зависимости коэффициента обратной проницаемости от межфазного натяжения в прогнозной модели (составлено автором)

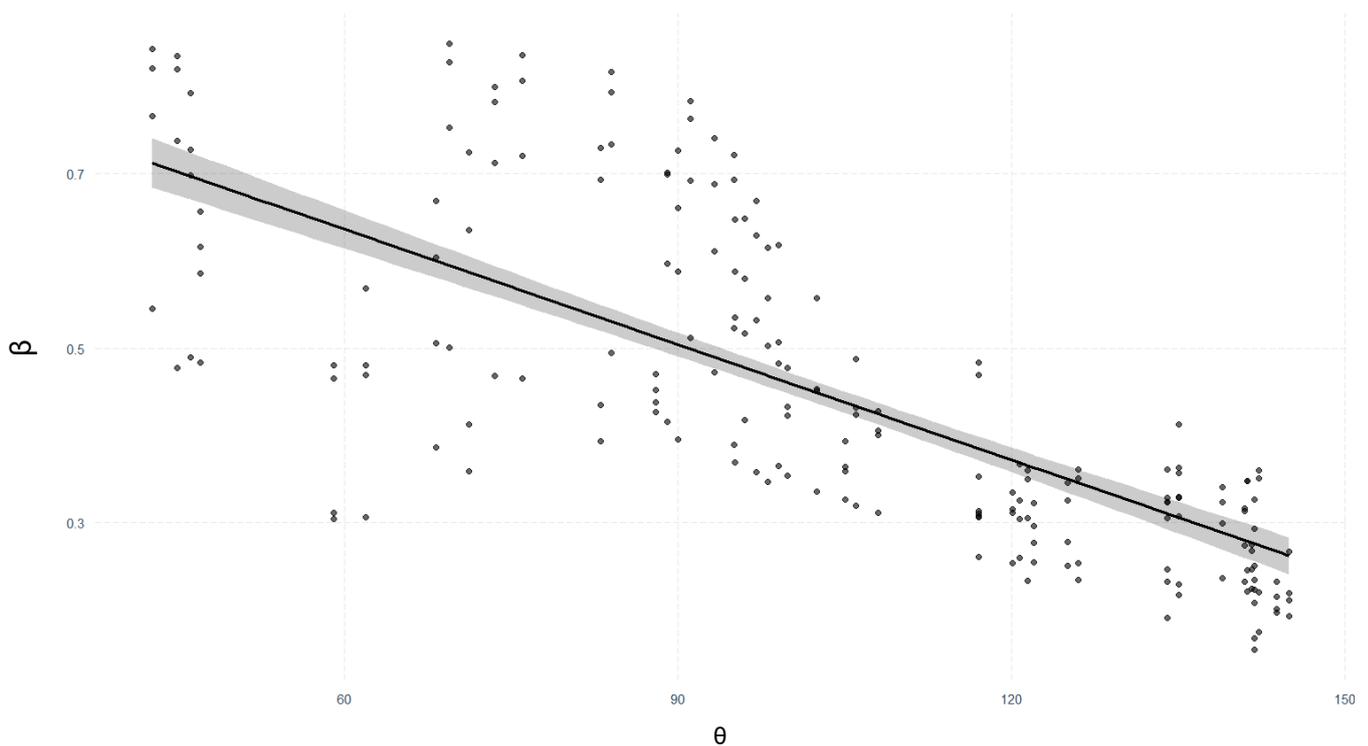


Рисунок 4.7 – Визуализация зависимости коэффициента обратной проницаемости от краевого угла смачивания в прогнозной модели (составлено автором)

Напротив, гидрофобные условия (большой угол, светлые точки) значительно снижают  $\beta$ , что делает выбор ПАВ в составе бурового раствора особенно важным в коллекторах с малой пористостью. При увеличении пористости линии тренда

сближаются, что отражает ослабление влияния поверхностных эффектов и переход к фильтрационному режиму, определяемому структурой порового пространства.

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 низкой пористостью, тогда как в высокопористых породах их применение нецелесообразно, и регулирование фильтрации должно осуществляться за счет выбора коагулирующего состава бурового раствора.

#### 4.5 Выводы к Главе 4

Корреляционный анализ показал, что снижение краевого угла смачивания является решающим фактором для повышения коэффициента обратной проницаемости. Между  $\theta$  и  $\beta$  установлена сильная обратная связь (коэффициент Пирсона  $r \approx -0,8$ ): чем более гидрофильной становится поверхность (меньше  $\theta$ ), тем в большей степени сохраняется проницаемость пласта после бурения. Снижение межфазного натяжения также способствует росту  $\beta$  ( $r \approx -0,4$ ), хотя этот эффект выражен менее резко, чем влияние смачиваемости. Таким образом, экспериментально подтвержден вклад изменения смачиваемости пород в поддержание фильтрационных свойств коллектора при первичном вскрытии.

Разработана и математически обоснована многофакторная модель, описывающая влияние свойств фильтрата бурового раствора на сохранность проницаемости пласта. Множественный регрессионный анализ экспериментальных данных (по 10 образцам ПАВ) подтвердил статистическую значимость ключевых предикторов – межфазного натяжения ( $\sigma$ ), краевого угла смачивания ( $\theta$ ) и размера порового канала коллектора ( $m$ ). Полученное уравнение линейной регрессии обладает высокой объясняющей способностью (коэффициент детерминации  $R^2 \approx 0,78$ ) при уровне значимости коэффициентов  $p < 0,001$ , что указывает на достоверность влияния указанных факторов на коэффициент обратной проницаемости  $\beta$ .

Разработанная регрессионная модель прошла успешную проверку на независимой выборке экспериментальных данных. При валидации на двух новых

образцах ПАВ точность прогноза осталась высокой (RMSE тестовой выборки  $\approx 0,02$  при среднем  $\beta$  около 0.45), что свидетельствует о надежности и устойчивости модели. Попытки использования нелинейных зависимостей (степенных, экспоненциальных, полиномиальных) не показали существенного улучшения качества модели: линейная модель оказалась оптимальной с точки зрения сочетания точности предсказания, интерпретируемости и отсутствия переобучения. Это подтверждает, что учет линейного влияния межфазного натяжения, угла смачивания и размеров порового пространства достаточно для описания процесса сохранения проницаемости пласта при воздействии бурового раствора с ПАВ.

НПАВ продемонстрировали максимальную эффективность в повышении  $\beta$  за счет одновременного уменьшения  $\sigma$  и  $\theta$  до наименьших значений. В опытах с этими реагентами достигались самые низкие величины межфазного натяжения и краевого угла, что соответствовало наибольшему коэффициенту обратной проницаемости. В свою очередь, применения КПАВ приводило к более высоким остаточным углам смачивания (гидрофобизация поверхности) и, как следствие, к снижению  $\beta$ . При этом сам по себе тип ПАВ (анионный, катионный или неионогенный) не является независимым фактором влияния – его воздействие реализуется через изменяемые им физико-химические параметры фильтрата, прежде всего  $\sigma$  и  $\theta$ .

Установлено, что эффективность применения ПАВ сильно зависит от фильтрационно-емкостных характеристик пород-коллекторов. В низкопроницаемых мелкопористых коллекторах правильно подобранный ПАВ способен существенно повысить фазовую проницаемость нефти после вскрытия пласта (высокий  $\beta$ ), тогда как в крупнопористых породах влияние ПАВ незначительно. В последнем случае параметры коллектора (большой размер поровых каналов, высокая первоначальная проницаемость) обуславливают низкую чувствительность к изменению межфазных свойств: гидрофобно-гидрофильный режим поверхности и величина натяжения практически не влияют на отдачу, и основное внимание следует уделять подбору коагулирующих компонентов бурового раствора для предотвращения глубокого проникновения фильтрата.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации содержится решение актуальной научно-технической задачи повышения качества первичного вскрытия терригенных нефтегазовых коллекторов путем применения биополимерных буровых растворов с добавлением НП АВ 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 СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

РВО – раствор на водной основе;

РУО – раствор на углеводородной основе;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

КПАВ – катионное поверхностно-активное вещество;

АПАВ – анионное поверхностно-активное вещество;

НПАВ – неионогенное поверхностно-активное вещество;

ЧАС – четвертичные аммониевые соединения;

ККМ – критическая концентрация мицеллообразования;

МФН – межфазное натяжение;

ОФП – относительная фазовая проницаемость.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Агеев, А.А. Адсорбция поверхностно-активных веществ : монография / А.А. Агеев, В.А. Волков. – Москва : Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Московский государственный университет дизайна и технологии", 2015. – 222 с. – ISBN 978-5-87055-238-5. – EDN: URECXX.
2. Агзамов, Ф.А. Отмывающая способность буферной жидкости с добавками поверхностно-активных веществ / Ф.А. Агзамов, Р.Р. Садртдинов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 23-27. – EDN: UWULET.
3. Александров, А.Н. Исследование реологических свойств высокопарафинистой нефти / А.Н. Александров, М.К. Рогачев, И.Р. Раупов // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 6. – С. 52-62. – EDN: XRQXRJ.
4. **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.
5. **Алиханов, Н.Т.** Исследование и разработка утяжеленных высокоминерализированных 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.
6. Буровой раствор для строительства глубоких поисково-разведочных скважин на севере Западной Сибири / Бакиров, Д.Л., Бурдыга, В.А., Бабушкин, Э.В. [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 9(609). – С. 18-22. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-9(609)-18-22. – EDN: TАНVFP.

7. Баренблатт, Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – Москва : Издательство "Недра", 1984. – 211 с. – EDN: QMPXQI.
8. Бороздин, С.О. Обработка ПАВ буровых растворов на водной основе для снижения межфазного натяжения фильтратов с учётом термобарических условий вскрытия бурением продуктивных отложений / С.О. Бороздин, В.М. Подгорнов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 4(328). – С. 36-39. – DOI: 10.33285/0130-3872-2020-4(328)-36-39. – EDN: FZJZSJ.
9. Вережников, В.Н. Коллоидная химия поверхностно-активных веществ / В.Н. Вережников, И.И. Гермашева, М.Ю. Крысин. – Санкт-Петербург : Издательство "Лань", 2015. – 300 с. – ISBN 978-5-8114-1929-6. – EDN VLRHSZ.
10. Волков, В.А. Коллоидная химия. Поверхностные явления и дисперсные системы : Учебник / В.А. Волков. – 2-е издание, исправленное. – Санкт-Петербург : Издательство "Лань", 2015. – 672 с. – (Учебники для вузов. Специальная литература). – ISBN: 978-5-8114-1819-0. – EDN: VWHZXB.
11. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта : Учебник для вузов / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – 3-е издание, переработанное и дополненное. – Москва : Издательство "Недра", 1982. – 311 с. – EDN: SZELBM.
12. Деркач, С.Р. Использование ПАВ для интенсификации нефтедобычи при первичном и вторичном вскрытии пластов / С.Р. Деркач, Г.И. Берестова, Т.А. Мотылева // Вестник МГТУ. Труды Мурманского государственного технического университета. – 2010. – Т. 13, № 4-1. – С. 784-792. – EDN: NQZUOV.
13. Зубков, М.Ю., Семенов, В.В., Микулина, О.И., Пушин, А.В. Результаты исследований относительных фазовых проницаемостей разновозрастных продуктивных отложений Красноленинского месторождения // Вестник недропользования Ханты-Мансийского автономного округа. – 2012. – №. 25. – С. 42-52.
14. Кадыров, А.А. Бинарные буровые растворы на основе ПАВ и акриловых полимеров / Кадыров, А.А. Кадыров, Н.А., Шералиева, О.А. [и др.] //

Universum: технические науки. – 2020. – № 11-3(80). – С. 64-67. – DOI 10.32743/UniTech.2020.80.11-3.64-67. – EDN: QAWCJH.

15. Кошелев, В.Н., Гарифуллин, Р.Б., Растегаев, Б.А. [и др.] / Патент № 2525537 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/035. полимерная композиция для высокоминерализованных утяжеленных буровых растворов на водной основе: № 2013113735/03: заявл. 28.03.2013: опубл. 20.08.2014; заявитель Открытое акционерное общество "Нефтяная компания "Роснефть". – EDN: ZFQRBR.

16. Кошелев, В.Н. Научные и методические основы разработки и реализации технологии качественного вскрытия продуктивных пластов в различных геолого-технических условиях: специальность 25.00.15 "Технология бурения и освоения скважин": автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Кошелев Владимир Николаевич. – Краснодар, 2004. – 46 с. – EDN: NHPGNP.

17. Кривошапкин, П.В., Кривошапкина, Е.Ф., Назарова, Е.А., Сталюгин, В.В. Основы коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы; Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики, 2019. – 138 с. – EDN: CIGIJP.

18. Кузнецов, О.А., Минибаев, В.В., Кошелев, В.Н., Растегаев, Б.А. Новые термостойкие ПАВ для повышения качества вскрытия продуктивных пластов // Бурение и нефть. – 2017. – № 6. – С. 39-43. – EDN: YRJSLZ.

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

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

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

22. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № RU 2022680871. Программа для моделирования параметров буровых растворов «Мат-Квадрат». Заявка №2022680368 заявл. 01.11.2022: опублик. 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». – 1с.

23. Мусина, Д.Н., Вагапов, Б.Р., Сладовская, О.Ю. [и др.] Современные технологии повышения нефтеотдачи пластов на основе поверхностно-активных веществ // Вестник Технологического университета. – 2016. – Т. 19, № 12. – С. 63-67. – EDN: WCFJZL.

24. Мустафаева, Г.Р. Реологические модели, присущие течению неньютоновских нефтей / Г.Р. Мустафаева // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – № 4. – С. 40-42. – DOI 10.24411/0131-4270-2018-10406. – EDN: YYFRNR.

25. Нестеренко, Н.Ю. Смачиваемость пород-коллекторов пластовыми флюидами // Геология нефти и газа. – 1995. – №. 5. – С. 26-35.

26. Нуцкова, М.В., Сидоров, Д.А., Тсикплону, Д.Э. [и др.] Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19, № 2. – С. 138-149. – DOI 10.15593/2224-9923/2019.2.4. – EDN: JWFUYV.

27. Пеньков, А.И., Кошелев, В.Н. Основные факторы, влияющие на изменение нефтепроницаемости коллекторов под воздействием буровых растворов // Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола. Сборник трудов НПО «Бурение», Краснодар. – 1998. – С. 102-113.

28. Поминова, О.В. Современные разработки новых высокоингибированных систем буровых растворов / О.В. Поминова, П.В. Грисюк, К.В. Ескин // Бурение и нефть. – 2020. – № 6. – С. 32-34. – EDN: NLPTPT.
29. Русанов, А.И., Щёкин, А.К. Мицеллообразование в растворах поверхностно-активных веществ //Химия. – 1992. – Т. 280. – С. 272-278.
30. Саломатов, В.А. Применение ингибирующего бурового раствора для поддержания устойчивости стенок скважины / В.А. Саломатов, Д.П. Кожаев, Е.В. Паникаровский // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 270-281. – EDN: XWINRJ.
31. Сергиенко, В.Н., Черепанова, Н.А., Кутырев, Е.Ф., Ложкин, Г.В. О нецелесообразности гидрофобизации призабойной зоны добывающих скважин // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 11. – С. 34-37. – EDN: JWWGKP.
32. Султанов, И.И. и др. Перспективы использования смеси неионогенного и катионного пав в составе буровой промывочной жидкости для вскрытия продуктивного пласта // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 307-310. – EDN: RXGKIP.
33. Шаляпин, Д.В., Шаляпина, А.Д. Оптимизация технологии бурения на сбалансированном давлении с использованием аэрированных буровых растворов для вскрытия газовых коллекторов с низким пластовым давлением // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С.147-156 – DOI: 10.18799/24131830/2022/6/3543.
34. Ширякина, Ю.М., Китаева, Н.С., Афанасьева, Е.А., Бутузов, А.В. Амфифильные соединения и гидрофобизация (обзор) // Труды ВИАМ. – 2022. – № 7(113). – С. 99-115. – DOI 10.18577/2307-6046-2022-0-7-99-115. – EDN: BYSLVW.
35. Abdulelah, H. et al. Interfacial and Wetting Properties in Shale/Methane/Water and Shale/Methane/Surfactant Systems at Geological Conditions // Energy Fuels. 2022. Vol. 36, № 17. P. 10155–10166 – DOI: 10.1021/acs.energyfuels.2c01996.
36. Abdulelah, H., Mahmood, S.M., Al-Mutarreb, A. Effect of Anionic Surfactant on Wettability of Shale and Its Implication on Gas Adsorption/Desorption

Behavior // Energy Fuels. American Chemical Society, 2018. Vol. 32, № 2. P. 1423–1432 – DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b03476.

37. Abrams, A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion // Journal of petroleum technology. – 1977. – T. 29. – №. 05. – C. 586-592 – DOI: 10.2118/5713-PA.

38. Agwu, O. E. et al. A critical review of drilling mud rheological models // Journal of petroleum science and engineering. – 2021. – T. 203. – C. 108659 – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108659.

39. Ahmadi, M.A., Shadizadeh, S.R. Adsorption of novel nonionic surfactant and particles mixture in carbonates: enhanced oil recovery implication // Energy & Fuels. – 2012. – T. 26. – №. 8. – C. 4655-4663 – DOI: 10.1021/ef300154h.

40. Ahmadi, M.A., Shadizadeh, S.R. Experimental investigation of a natural surfactant adsorption on shale-sandstone reservoir rocks: Static and dynamic conditions // Fuel. – 2015. – T. 159. – C. 15-26 – DOI: 10.1016/j.fuel.2015.06.035.

41. Al-Ghamdi, A. et al. Surfactant formulation for green enhanced oil recovery // Energy Reports. – 2022. – T. 8. – C. 7800-7813 – DOI: 10.1016/j.egyr.2022.05.293.

42. Alhosani, A., Bijeljic, B., Blunt, M.J. Pore-scale imaging and analysis of wettability order, trapping and displacement in three-phase flow in porous media with various wettabilities // Transport in Porous Media. – 2021. – T. 140. – №. 1. – C. 59-84 – DOI: 10.1007/s11242-021-01595-1.

43. Alhosani, A. et al. Three-phase flow displacement dynamics and Haines jumps in a hydrophobic porous medium // Proceedings of the Royal Society A. – 2020. – T. 476. – №. 2244. – C. 20200671 – DOI: 10.1098/rspa.2020.0671.

44. Alvarez, J.O., Schechter, D.S. Improving oil recovery in the Wolfcamp unconventional liquid reservoir using surfactants in completion fluids // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – T. 157. – C. 806-815 – DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.004.

45. Anderson, W.G. Wettability literature survey part 5: the effects of wettability on relative permeability // Journal of petroleum technology. – 1987. – T. 39. – №. 11. – C. 1453-1468 – DOI: 10.2118/16323-PA.

46. Anderson, W.G. Wettability literature survey-part 1: rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability // *Journal of petroleum technology*. – 1986. – T. 38. – №. 10. – C. 1125-1144 – DOI: 10.2118/13932-PA.
47. Anderson, W.G. Wettability literature survey-part 3: the effects of wettability on the electrical properties of porous media // *Journal of petroleum technology*. – 1986. – T. 38. – №. 12. – C. 1371-1378 – DOI: 10.2118/13934-PA.
48. Atta, D.Y. et al. A state-of-the-art review on the application of natural surfactants in enhanced oil recovery // *Journal of Molecular Liquids*. – 2021. – T. 321. – C. 114888 – DOI: 10.1016/j.molliq.2020.114888.
49. Bailey, L. et al. Particulate invasion from drilling fluids // *SPE Journal*. – 2000. – T. 5. – №. 04. – C. 412-419 – DOI: 10.2118/67853-PA.
50. Ballard, T.J., Dawe, R.A. Wettability alteration induced by oil-based drilling fluid // *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*. – SPE, 1988. – C. SPE-17160-MS – DOI: 10.2118/17160-MS.
51. Bazzine, Z. et al. Alteration effect on petrophysical properties of reservoirs rocks by drilling fluid emulsifiers // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2021. – T. 11. – C. 3203-3212 – DOI: 10.1007/s13202-021-01241-y.
52. Belhaj, A.F. et al. The effect of surfactant concentration, salinity, temperature, and pH on surfactant adsorption for chemical enhanced oil recovery: a review // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2020. – T. 10. – C. 125-137 – DOI: 10.1007/s13202-019-0685-y.
53. Bennion, D.B. et al. Reductions in the productivity of oil and low permeability gas reservoirs due to aqueous phase trapping // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 1994. – T. 33. – №. 09 – DOI: 10.2118/94-09-05.
54. Bennion, D.B. et al. Water and hydrocarbon phase trapping in porous media-diagnosis, prevention and treatment // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 1996. – T. 35. – №. 10 – DOI: 10.2118/96-10-02.
55. Bhardwaj, A., Hartland, S. Applications of surfactants in petroleum industry // *JOURNAL OF DISPERSION SCIENCE AND TECHNOLOGY*. – 1993. – T. 14. – №. 1. – C. 87-116 – DOI: 10.1080/01932699308943389.

56. Borazjani, S. et al. Determining water-oil relative permeability and capillary pressure from steady-state coreflood tests // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – T. 205. – C. 108810 – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108810.
57. Chakraborty, R. et al. Synergistic Effects of Nonionic Surfactant and Organic Alkali for Enhanced Oil Recovery: Optimizing Interfacial Tension Reduction, Emulsion Stability, and Corrosion Control under Optimal Salinity Conditions // *Energy & Fuels*. – 2025 – DOI: 10.1021/acs.energyfuels.4c06294.
58. Civan, F. *Reservoir Formation Damage*. – Gulf Professional Publishing, 2015 – DOI: 10.1016/C2014-0-01087-8.
59. Curbelo, F.D.S. et al. Synergism study of mixtures of ionic and nonionic surfactants in enhanced oil recovery adsorption // *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*. – 2017. – T. 11. – №. 2 – DOI: 10.5419/bjpg2017-0008.
60. Dardir, M.M. et al. Preparation and evaluation of cationic bolaform surfactants for water-based drilling fluids // *Egyptian Journal of Petroleum*. – 2017. – T. 26. – №. 1. – C. 67-77 – DOI: 10.1016/j.ejpe.2016.01.001.
61. Deng, X. et al. Insights into Rock Wettability Influencing Factors: A Review // *ACS omega*. – 2024. – T. 9. – №. 50. – C. 48899-48917 – DOI: 10.1021/acsomega.4c07387.
62. Deng, X. et al. Investigation of the coupled effect of IFT reduction and wettability alteration for oil recovery: New insights // *ACS omega*. – 2023. – T. 8. – №. 13. – C. 12069-12078 – DOI:10.1021/acsomega.2c07906.
63. Dick, M.A. et al. Optimizing the selection of bridging particles for reservoir drilling fluids // *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*. – SPE, 2000. – C. SPE-58793-MS – DOI: 10.2118/58793-MS.
64. Ekechukwu, G.K. et al. The effect of wettability on waterflood oil recovery in carbonate rock samples: A systematic multi-scale experimental investigation // *Transport in Porous Media*. – 2021. – T. 138. – №. 2. – C. 369-400 – DOI: 10.1007/s11242-021-01612-3.

65. Faramarzi-Palangar, M. et al. Wettability of carbonate reservoir rocks: A comparative analysis // *Applied Sciences*. – 2022. – T. 12. – №. 1. – C. 131 – DOI: 10.3390/app12010131.
66. Farokhpoor, R. et al. Core cleaning and wettability restoration—selecting appropriate method // *E3S Web of Conferences*. – EDP Sciences, 2023. – T. 366. – C. 01009 – DOI: 10.1051/e3sconf/202336601009.
67. Feng, D. et al. Wettability effects on phase behavior and interfacial tension in shale nanopores // *Fuel*. – 2021. – T. 290. – C. 119983. – DOI: 10.1016/j.fuel.2020.119983.
68. Geng, H. et al. Reflection and refraction of plane waves at an interface of water and porous media with slip boundary effect // *Transport in Porous Media*. – 2023. – T. 148. – №. 1. – C. 173-190. – DOI: 10.1007/s11242-023-01936-2
69. Gruber, N. G. Water block effects in low permeability gas reservoirs // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 1999. – T. 38. – №. 13. – DOI: 10.2118/99-13-55
70. Habibi, A. et al. Enhancing imbibition oil recovery from tight rocks by mixing nonionic surfactants // *Energy & Fuels*. – 2020. – T. 34. – №. 10. – C. 12301-12313. – DOI: 10.1021/acs.energyfuels.0c02160
71. Haq, B. Green enhanced oil recovery for carbonate reservoirs // *Polymers*. – 2021. – T. 13. – №. 19. – C. 3269. – DOI: 10.3390/polym13193269
72. Isah, A. et al. Influence of rock permeability and surface conditioning on carbonate wettability: A link between contact angle and Amott-index // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2023. – T. 227. – C. 211892. – DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211892
73. Ismail, A.R., Peden, J.M., Arshad, A.M. The effect of solids concentration and formation characteristics on formation damage and permeability recovery // *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. – SPE, 1994. – C. SPE-28762-MS. – DOI: 10.2118/28762-MS

74. Ivanova, A. et al. Live imaging of micro and macro wettability variations of carbonate oil reservoirs for enhanced oil recovery and CO<sub>2</sub> trapping/storage // *Scientific Reports*. – 2022. – T. 12. – №. 1. – C. 1262. – DOI: 10.1038/s41598-021-04661-2
75. Jafari Pour, M. et al. Application of Alkali-Novel Green Extracted Surfactant (AS) for Sustainable Chemical Enhanced Oil Recovery (CEOR) in Carbonate Petroleum Reservoirs // *Energy & Fuels*. – 2024. – T. 38. – №. 3. – C. 1744-1765. – DOI: 10.1021/acs.energyfuels.3c03584
76. Jennings, H.Y. Surface properties of natural and synthetic porous media // *Prod. Monthly*. – 1957. – T. 21. – №. 5. – C. 20-24.
77. Kamal, M.S., Hussein, I.A., Sultan, A.S. Review on surfactant flooding: phase behavior, retention, IFT, and field applications // *Energy & fuels*. – 2017. – T. 31. – №. 8. – C. 7701-7720. – DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b00353
78. Kania, D. et al. Lubricity performance of non-ionic surfactants in high-solid drilling fluids: A perspective from quantum chemical calculations and filtration properties // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – T. 207. – C. 109162. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109162
79. Kiani, M., Ramazani SaadatAbadi, A., Jafari Behbahani, T. Wettability alteration of carbonate rock by nonionic surfactants in water-based drilling fluid // *International Journal of Environmental Science and Technology*. – 2019. – T. 16. – №. 11. – C. 6547-6556. – DOI: 10.1007/s13762-018-1932-3
80. Krueger, R.F. An overview of formation damage and well productivity in oilfield operations // *Journal of petroleum technology*. – 1986. – T. 38. – №. 02. – C. 131-152. – DOI: 10.2118/10029-PA
81. Ladva, H.K. J. et al. Multiphase flow and drilling-fluid filtrate effects on the onset of production // *SPE Journal*. – 2001. – T. 6. – №. 04. – C. 425-432. – DOI: 10.2118/74706-PA
82. Leusheva, E., **Alikhanov, N.**, Morenov, V. Barite-free muds for drilling-in the formations with abnormally high pressure // *Fluids*. – 2022. – Vol. 7, №. 8. – p. 268. DOI: 10.3390/fluids7080268

83. Leusheva, E., **Alikhanov, N.**, Tabatabaee Moradi S.S. Experimental Evaluation of Influence of Physico-chemical Properties of Surfactants on Drilling Process in Pay-zones // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. - 2025. - Vol. 38, № 4. – pp. 819–829. DOI: 10.5829/ije.2025.38.04a.13
84. Li, X. et al. Experimental research on the effect of ultrasonic waves on the adsorption, desorption, and seepage characteristics of shale gas // ACS omega. – 2021. – T. 6. – №. 26. – C. 17002-17018. – DOI: 10.1021/acsomega.1c02018
85. Liew, C. X. et al. A new mud design to reduce formation damage in sandstone reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – T. 181. – C. 106221. – DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106221
86. Mirchi, V. et al. Dynamic interfacial tensions and contact angles of surfactant-in-brine/oil/shale systems: implications to enhanced oil recovery in shale oil reservoirs // SPE Improved Oil Recovery Conference. – SPE, 2014. – C. SPE-169171-MS. – DOI: 10.2118/169171-MS
87. Mirzaei-Paiaman, A. et al. A new approach to measure wettability by relative permeability measurements // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – T. 208. – C. 109191. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109191
88. Mirzaei-Paiaman, A. New methods for qualitative and quantitative determination of wettability from relative permeability curves: Revisiting Craig’s rules of thumb and introducing Lak wettability index // Fuel. – 2021. – T. 288. – C. 119623. – DOI: 10.1016/j.fuel.2020.119623
89. Montes, J. et al. Novel anionic surfactant formulation for high temperature carbonate reservoirs // SPE EOR conference at oil and gas West Asia. – SPE, 2018. – C. D022S005R001. – DOI: 10.2118/190353-MS
90. Morrow, N. R., Lim, H. T., Ward, J. S. Effect of crude-oil-induced wettability changes on oil recovery // SPE Formation Evaluation. – 1986. – T. 1. – №. 01. – C. 89-103. – DOI: 10.2118/13215-PA
91. Muhammed, N. S. et al. Insights into the application of surfactants and nanomaterials as shale inhibitors for water-based drilling fluid: A review // Journal of

Natural Gas Science and Engineering. – 2021. – T. 92. – C. 103987. – DOI: 10.1016/j.jngse.2021.103987

92. Nafisifar, A., Manshad, A. K., Shadizadeh, S. R. Evaluation of a new green synthesized surfactant from linseeds-chemical EOR implications from sandstone petroleum reservoirs // Journal of Molecular Liquids. – 2021. – T. 342. – C. 117263. – DOI: 10.1016/j.molliq.2021.117263

93. Nojabaei, B., Johns, R. T., Chu, L. Effect of capillary pressure on phase behavior in tight rocks and shales // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2013. – T. 16. – №. 03. – C. 281-289. – DOI: 10.2118/159258-PA

94. Numkam, G. L., Akbari, B. Effect of surfactant chemistry on drilling mud performance // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – T. 174. – C. 1309-1320. – DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.075

95. Oseh, J. O. et al. Rheological and filtration control performance of water-based drilling muds at different temperatures and salt contaminants using surfactant-assisted novel nanohydroxyapatite // Geoenergy Science and Engineering. – 2023. – T. 228. – C. 211994. – DOI: 10.1016/j.geoen.2023.21199

96. Ouellet-Plamondon, C. M., Stasiak, J., Al-Tabbaa, A. The effect of cationic, non-ionic and amphiphilic surfactants on the intercalation of bentonite // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2014. – T. 444. – C. 330-337. – DOI: 10.1016/j.colsurfa.2013.12.032

97. Pal, S. et al. Review of surfactant-assisted chemical enhanced oil recovery for carbonate reservoirs: challenges and future perspectives // Petroleum Science. – 2018. – T. 15. – C. 77-102. – DOI: 10.1007/s12182-017-0198-6

98. Pang, S. et al. Effect of water content on features of W/O emulsion during water flooding in heavy oil reservoir: Bulk properties and mobility control characteristics // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – T. 207. – C. 109075. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109075

99. Panthi, K., Mohanty, K.K. Development of surfactant formulation for high-temperature off-shore carbonate reservoirs // Frontiers in Chemistry. – 2024. – T. 12. – C. 1408115. – DOI: 10.3389/fchem.2024.1408115

100. Patel, A. D., Growcock, F. B. Reversible invert emulsion drilling fluids: controlling wettability and minimizing formation damage // SPE European Formation Damage Conference and Exhibition. – SPE, 1999. – C. SPE-54764-MS. – DOI: 10.2118/54764-MS
101. Qiu, X. et al. Chemical Additives for Improving Compatibility of Drilling Fluid, Completion Fluid, and Other Well-Treatment Fluids for Deepwater Wells // SPE International Conference on Oilfield Chemistry. – SPE, 2011. – C. SPE-141513-MS. – DOI: 10.2118/141513-MS
102. Rana, A., Saleh, T.A., Arfaj, M.K. Improvement in rheological features, fluid loss and swelling inhibition of water-based drilling mud by using surfactant-modified graphene // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – SPE, 2019. – C. D012S131R001. – DOI: 10.2118/197774-MS
103. Reed, M.G. Formation damage prevention during drilling and completion // SPE Centennial Symposium at New Mexico Tech. – SPE, 1989. – C. SPE-20149-MS. – DOI: 10.2118/20149-MS
104. Salathiel, R.A. Oil recovery by surface film drainage in mixed-wettability rocks // Journal of petroleum technology. – 1973. – T. 25. – №. 10. – C. 1216-1224. – DOI: 10.2118/4104-PA
105. Salehi, M., Johnson, S.J., Liang, J.T. Mechanistic study of wettability alteration using surfactants with applications in naturally fractured reservoirs // Langmuir. – 2008. – T. 24. – №. 24. – C. 14099-14107. – DOI: 10.1021/la802464u
106. Seyyedi, M., Sohrabi, M., Farzaneh, A. Investigation of rock wettability alteration by carbonated water through contact angle measurements // Energy & Fuels. – 2015. – T. 29. – №. 9. – C. 5544-5553. – DOI: 10.1021/acs.energyfuels.5b01069
107. Shaikhah, D. et al. New trends in biosurfactants: from renewable origin to green enhanced oil recovery applications // Molecules. – 2024. – T. 29. – №. 2. – C. 301. – DOI: 10.3390/molecules29020301
108. Sheng, J.J. Surfactant enhanced oil recovery in carbonate reservoirs // Enhanced oil recovery field case studies. – Gulf Professional Publishing, 2013. – C. 281-299. – DOI: 10.1016/B978-0-12-386545-8.00012-9

109. Sheng, J.J. Status of surfactant EOR technology // *Petroleum*. – 2015. – T. 1. – №. 2. – C. 97-105. – DOI: 10.1016/j.petlm.2015.07.003
110. Tackie-Otoo, B.N. et al. Experimental investigation of N-lauroyl sarcosine and N-lauroyl-L-glutamic acid as green surfactants for enhanced oil recovery application // *Journal of Molecular Liquids*. – 2022. – T. 362. – C. 119738. – DOI: 10.1016/j.molliq.2022.119738
111. Tan, X. et al. A zwitterionic copolymer as rheology modifier and fluid loss agents for water-based drilling fluids // *Polymers*. – 2021. – T. 13. – №. 18. – C. 3120. – DOI: 10.3390/polym13183120
112. Wang, J. et al. Distribution rules of remaining oil by bottom water flooding and potential exploitation strategy in fault-controlled fractured-vuggy reservoirs // *Petroleum Exploration and Development*. – 2024. – T. 51. – №. 5. – C. 1271-1286. – DOI: 10.1016/S1876-3804(25)60540-4
113. Warner, H.R. “Hal.” *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. Second Edition. // Society of Petroleum Engineers, 2015. – DOI 10.2118/9781613994214
114. Wendel, D.J., Anderson, W.G., Meyers, J. D. Restored-state core analysis for the Hutton Reservoir // *SPE Formation Evaluation*. – 1987. – T. 2. – №. 04. – C. 509-517. – DOI: 10.2118/14298-PA
115. Xiao, L. et al. Studies on the Damage Induced by Drilling Fluids in Limestone Cores // *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*. – SPE, 1999. – C. SPE-50711-MS. – DOI: 10.2118/50711-MS
116. Yang, L. et al. Study on the Enhanced Oil Recovery Properties of the Pickering Emulsions for Harsh Reservoirs // *ACS omega*. – 2024. – T. 9. – №. 49. – C. 48427-48437. – DOI: 10.1021/acsomega.4c06834
117. Yunita, P., Irawan, S., Kania, D. Optimization of water-based drilling fluid using non-ionic and anionic surfactant additives // *Procedia engineering*. – 2016. – T. 148. – C. 1184-1190. – DOI: 10.1016/j.proeng.2016.06.628
118. Zankoor, A. et al. In-situ capillary pressure and wettability in natural porous media: Multi-scale experimentation and automated characterization using X-ray images

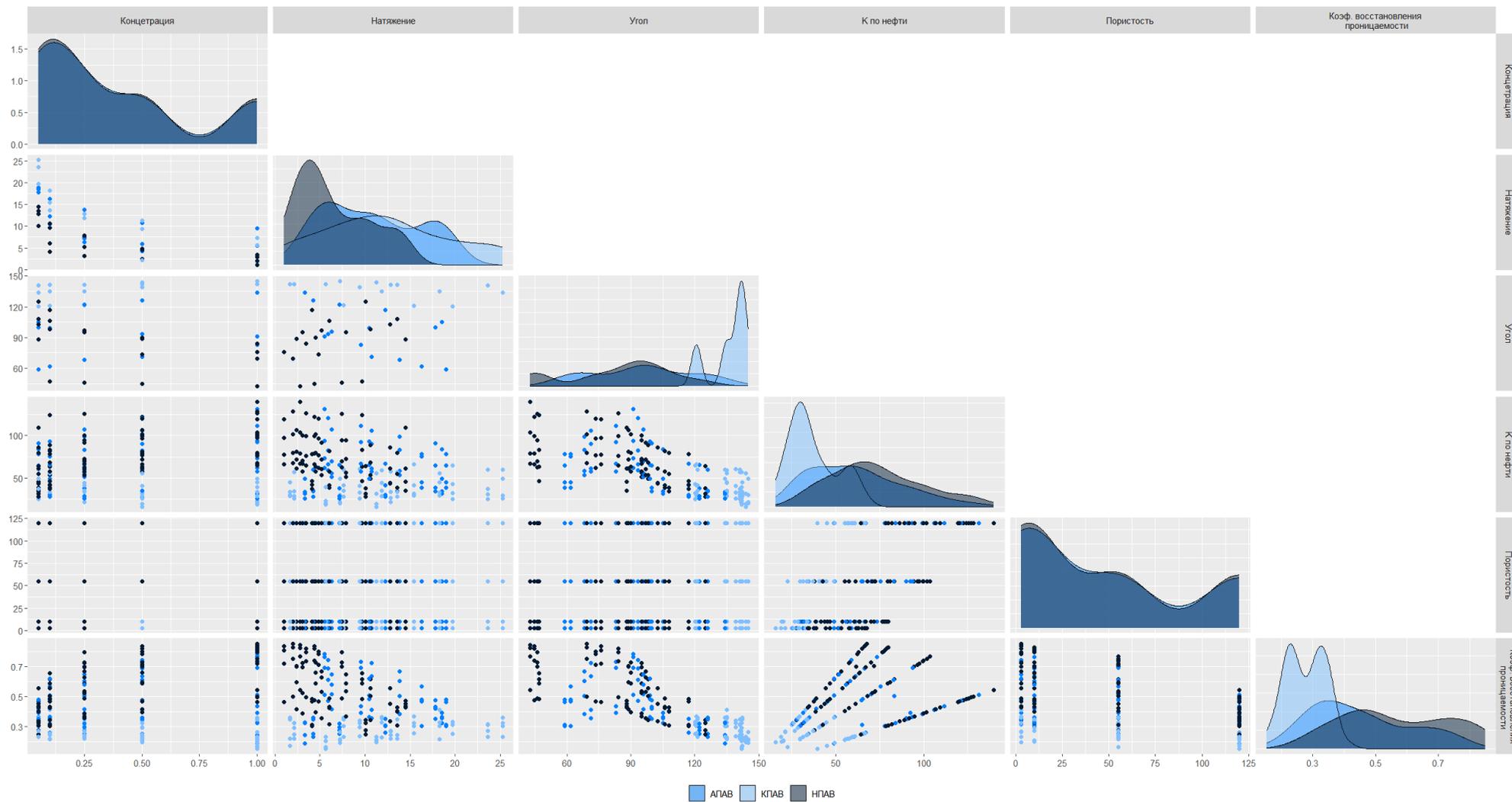
//Journal of colloid and interface science. – 2021. – T. 603. – C. 356-369. – DOI: 10.1016/j.jcis.2021.06.052

119. Zhang, Z., Azad, M. S., Trivedi, J. J. IFT or wettability alteration: what is more important for oil recovery in oil-wet formation? //Fuel. – 2021. – T. 291. – C. 119986. – DOI: 10.1016/j.fuel.2020.119986

120. Zhao, Y. et al. Breakthrough pressure of oil displacement by water through the ultra-narrow kerogen pore throat from the Young–Laplace equation and molecular dynamic simulations //Physical Chemistry Chemical Physics. – 2022. – T. 24. – №. 28. – C. 17195-17209. – DOI: 10.1039/D2CP01643E

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Матрица парных диаграмм рассеяния с распределениями (pairplot), охватывающая ключевые переменные



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Акт внедрения результатов диссертации в деятельность АО «НПО «Полицелл»



Утверждаю

Генеральный директор  
АО «НПО «Полицелл»

Тихонов В.А.

«марта» 2025 г.

#### АКТ

о внедрении (использовании) результатов  
кандидатской диссертации Алиханова Назима Теймуровича  
на тему «**Обоснование и разработка метода оценки эффективности  
поверхностно – активных веществ в составе буровых растворов для  
первичного вскрытия продуктивных пластов**»  
по научной специальности **2.8.2 «Технология бурения и освоения  
скважин»**

#### Рабочая комиссия в составе:

Председатель: Полищученко В.П. (руководитель научно-технологического центра, к.х.н.)

Члены комиссии: Яровенко О.И. (заведующая лабораторией),  
Смирнов М.Е. (ведущий технолог).

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «Обоснование и разработка метода оценки эффективности поверхностно – активных веществ в составе буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов», представленной на соискание ученой степени кандидата наук, использованы в процессе деятельности АО «НПО «Полицелл» при проведении мероприятий по разработке композиций поверхностно-активных веществ в виде рекомендации для определения эффективности в составе буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов Тас-Юряхского месторождения.

Использование результатов диссертационной работы позволяет:

- применять комплекс лабораторных экспресс методов оценки эффективности физико-химических свойств поверхностно-активных веществ в буровом растворе, обеспечивающее сокращение времени исследования до 50%;
- обосновывать выбор поверхностно-активного вещества в составе бурового раствора на основе комплексного влияния межфазового натяжения и краевого угла смачивания фильтрата с учетом пористости коллектора.

#### Председатель комиссии

Руководитель научно-технического центра

АО «НПО «Полицелл»»

В.П. Полищученко

#### Члены комиссии:

Заведующая лабораторией

АО «НПО «Полицелл»»

О.И. Яровенко

Ведущий технолог

АО «НПО «Полицелл»»

М.Е. Смирнов

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

## Свидетельство о регистрации ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022680871

## Программа для моделирования параметров буровых растворов «Мат-Квадрат»

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Алиханов Назим Теймурович (AZ), Овсепян Эрик Эдуардович (RU), Леушева Екатерина Леонидовна (RU)*

Заявка № 2022680368

Дата поступления 01 ноября 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 08 ноября 2022 г.



Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



RU2022680871

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ  
ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

Номер регистрации (свидетельства): 2022680871 Дата регистрации: 08.11.2022 Номер и дата поступления заявки: 2022680368 01.11.2022 Дата публикации и номер бюллетеня: 08.11.2022 Бюл. № 11 Контактные реквизиты: нет	Автор(ы): Алиханов Назим Теймурович (AZ), Овсепян Эрик Эдуардович (RU), Леушева Екатерина Леонидовна (RU) Правообладатель(и): федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (RU)
---	--

Название программы для ЭВМ:

Программа для моделирования параметров буровых растворов «Мат-Квадрат»

**Реферат:**

Программа создана для прогнозирования параметров буровых растворов методом больших комбинационных квадратов. Функциональные возможности: получение эмпирических зависимостей, которые позволяют с хорошей точностью описывать поведение раствора; оценка влияния факторов на исследуемые параметры; определение уравнения регрессии, позволяющего оптимизировать состав бурового раствора; вывод графика расхождения фактических данных от расчетных; вывод полной факторной таблицы с фактическими/расчетными данными. Программа включает в себя пользовательский интерфейс и модуль вывода результата расчёта в текстовый документ. Программа создана для выполнения лабораторных и научно-исследовательских работ студентов по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

Язык программирования: Python

Объем программы для ЭВМ: 68 МБ