

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи



АСАДУЛЛИН РУСТЭМ РУСТЯМОВИЧ

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ОГРАНИЧЕНИЯ
ВОДОПРИТОКОВ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ
С ТВЕРДОЙ ДИСПЕРСНОЙ ФАЗОЙ**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Ленченкова Любовь Евгеньевна

Уфа 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ РАЗВИТИЯ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ	11
1.1 Особенности фильтрации обратных эмульсий в пористой среде	30
1.2 Промысловый опыт применения обратных эмульсий в нефтедобыче	35
Выводы по главе 1	43
2 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, ПРИУРОЧЕННЫХ К КАРБОНАТНЫМ ОБЪЕКТАМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКОРТОСТАНА, ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	45
Выводы по главе 2	54
3 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ИЗУЧАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	55
3.1 Анализ эффективности разработки турнейского яруса Копей-Кубовского месторождения	55
3.2 Анализ эффективности разработки турнейского яруса Петропавловского месторождения	58
3.3 Анализ эффективности разработки Сбаш Югомашевского месторождения	61
Выводы по главе 3	68
4 ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ СОСТАВОВ ЭМУЛЬСИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКОРТОСТАНА	69
4.1 Результаты исследования обратных эмульсий с добавлением твердой фазы, полученных на высоких скоростях перемешивания	73
4.2 Результаты исследования обратных эмульсий, приготовленных на малых скоростях перемешивания	84
4.3 Исследование фильтрационных характеристик обратных эмульсий	95
4.4 Результаты исследований прямых битумных эмульсий для использования в технологиях ограничения водопритоков	101
Выводы по главе 4	113

5 ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКОРТОСТАНА	115
5.1 Постановка задач для опытно-промышленных испытаний	115
5.2 Последовательность проведения ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах с использованием исследуемых композиций	116
5.3 Расчет основных технологических параметров процесса обработки призабойной зоны скважины эмульсионным составом	118
5.4 Расчет дизайна обработки скважин	120
5.5 Результаты опытно-промышленных водоизоляционных работ на основе обратных эмульсий	123
Выводы по главе 5	132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	134
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	136

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Роль технологий, применяемых для решения проблем преждевременного обводнения скважин, неуклонно растет, в том числе это обусловлено преимущественно процессами обводнения скважин по наиболее проницаемым пропласткам продуктивного пласта. Наиболее активны процессы обводнения скважин посредством трещин, т.е. в карбонатных коллекторах.

Создавшееся положение определяет необходимость обоснования и применения новых эффективных методов и реагентов, используемых для изоляции обводнившихся высокопроницаемых зон продуктивных пластов.

Требования к указанным технологиям очень жесткие, реагенты, применяемые для блокировки трещин и пор, должны выдерживать значительный гидродинамический напор воды, иметь высокие прочностные характеристики и сохранять длительное время стабильность в агрессивных пластовых условиях (например, при высоких минерализациях пластовых вод). Одним из методов изоляции высокопроницаемой зоны пласта является применение прямых и обратных эмульсий.

Разработка стабильных, агрегативно-устойчивых в пластовой среде обратных эмульсии с включением стабилизирующей твердой фазы (эмульсий Пикеринга) и стабильных прямых битумных эмульсий в последние годы становится актуальной задачей при решении вопросов интенсификации добычи нефти, особенно в карбонатных коллекторах при решении вопросов борьбы с обводнением различной природы.

Степень разработанности темы исследования

Значительный вклад в изучение темы ограничения водопритокков внесли: В. Е. Андреев, А. Ш. Газизов, Ш. А. Гафаров, А. Т. Горбунов, Ю. В. Зейгман, Ю. А. Котенев, Л. Е. Ленченкова, М. К. Рогачев, А. Г. Телин, В. Г. Уметбаев, К. М. Федоров, Р. С. Хисамов, М. А. Силин, Л. А. Магадова, Ю. В. Земцов,

В. Н. Глущенко, В. А. Стрижнев, К. В. Стрижнев, Р. Р. Кадыров, М. Х. Мусабилов, Г. А. Орлов, А. М. Петраков, А.И. Волошин, R. Seright, L. Lake, R. S. Lane, K. Spildo, A. Skauge, P. L. J. Zitha, R. D. Sydansk, K. S. Sorbie, B. R. Reddy, B. Bai, M. Wei и другие.

Несмотря на многочисленные публикации по проблеме ограничения водопритоков, многие ее аспекты требуют дополнительных исследований, теоретических осмыслений и практической реализации, поэтому рассматриваемая тема сохраняет безусловную актуальность.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Тема работы и содержание диссертации соответствуют паспорту специальности, а именно пункту 3 «Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов».

Цель работы – разработка технологических процессов ограничения водопритоков и ликвидации заколонных перетоков для условий послойно-неоднородных карбонатных коллекторов с применением обратных эмульсий, обладающих регулируемой стабильностью.

Для достижения указанной цели поставлены следующие **задачи**:

1 Обобщить результаты теоретических, экспериментальных и промысловых исследований применения обратных эмульсий в процессах интенсификации добычи при формировании изоляционных экранов в высокопроницаемых зонах послойно-неоднородного пласта.

2 Выполнить экспериментальные исследования по обоснованию оптимальных составов агрегативно-устойчивых обратных эмульсий в свободном объеме и на керне, фильтрационные исследования в моделируемых условиях конкретного пласта с определением остаточного фактора сопротивления, градиента сдвига, с оценкой его запирающей способности.

3 Обосновать механизм процесса формирования изоляционного экрана на основе обратной эмульсии, обуславливающей эффект динамического запираания в высокопроницаемой промытой зоне продуктивного пласта с регулируемой стабильностью, при достижении высоких реологических характеристик в конкретных условиях пласта.

4 Обосновать стабильные прямые битумные эмульсии проявляющие высокие адгезионные свойства на поверхности металла и горных пород для ликвидации заколонных перетоков, устранения негерметичности эксплуатационной колонны.

5 Выполнить фильтрационные исследования с применением ПБЭ, устанавливающие изменение проницаемости на нефтенасыщенной и водонасыщенной насыпных моделях и модели идеальной трещины.

6 Провести опытно-промысловые испытания обратных эмульсий, стабилизированных силикатной составляющей, на трех скважинах карбонатных коллекторов ПАО АНК «Башнефть» и установить технологическую эффективность реализуемого процесса.

Научная новизна

1 Установлена седиментационная и агрегативная устойчивость обратных эмульсий Пикеринга, стабилизированных твердой дисперсной фазой хризотилом 5% или аэросилом 3% при физическом моделировании процесса фильтрации, позволяющей регулировать их стабильность и реологические характеристики в процессах ограничения притока воды по высокопроницаемым пропласткам неоднородного карбонатного пласта при проведении ремонтно-изоляционных работ.

2 Обоснован эффект динамического запираания в моделируемом поровом пространстве, представленном идеальной трещиной при закачке в нее обратной эмульсии, стабилизированной и армированной анизотропными дисперсными наполнителями (аэросилом и хризотилом), приводящей к затуханию фильтрации при формировании изоляционного экрана в высокопроницаемых зонах пласта, используемой в технологических процессах блокирования обводнившихся

интервалов продуктивного пласта, при достижении высокой эффективности реализуемого процесса в реальных пластовых условиях карбонатных коллекторов.

3 Выявлена селективная способность стабилизированных твердой фазой обратных эмульсий формировать изоляционный экран в высокопроницаемых водонасыщенных пластах при внутрипластовых водоизоляционных работах в трещинах карбонатных коллекторов, обеспечивающий приток нефти из ранее не охваченных заводнением нефтенасыщенных пропластков.

4 Обоснован новый механизм формирования стабильного изоляционного экрана, представленного прямыми битумными эмульсиями, стабилизированными катионоактивными поверхностно-активными веществами с высокими адгезионными свойствами, достигаемыми за счёт адсорбции акриловой дисперсии на поверхности горной породы и металла, учитывающий селективные свойства при реализации технологического процесса, влияющего на порядок размещения реагентов в поровом пространстве с учётом источников обводнения.

Теоретическая и практическая значимость

Теоретическая значимость заключается в обосновании эффекта динамического запираания, проявляющегося при фильтрации обратных эмульсий в карбонатных неоднородных пластах, механизм которого заключается в затухании фильтрационных процессов при постоянном перепаде давления на входе и выходе из керна при физическом моделировании процесса.

Практическая значимость заключается в том, что:

1 Разработан селективный водоизоляционный состав на основе стабилизированной обратной водонефтяной эмульсии с эмульгатором Девон 4в марка А, стабилизированной хризотилом для условий карбонатных коллекторов на основе проведения физико-химических и реологических исследований.

2 Подготовлена инструкция на технологический процесс ограничения водопритока с регулируемым временем стабилизационного периода, обеспечивающий седиментационную стабильность, агрегативную устойчивость и высокие прочностные характеристики, позволяющие достигать эффект

динамического запираания, основные положения которой прошли адаптацию в промысловых условиях.

3 Проведены опытно-промысловые работы на трех скважинах месторождений ПАО АНК «Башнефть» (№ 10КНД Копей-Кубовского, № 1782 Петропавловского, № 2638 Югомашевского), приуроченных к карбонатным коллекторам, и получена технологическая эффективность процесса (№ 1782 – 420 т; № 2638 – 120 т).

4 Апробированы техника и технология приготовления стабилизированных обратных эмульсий на устье скважины, обеспечен контроль за реализацией технологического процесса селективной водоизоляции с установлением вязкостных характеристик закачиваемых эмульсий.

Методология и методы исследования

Поставленные в работе задачи решались путем проведения экспериментальных физико-химических, реологических исследований, устанавливающих зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига и вязкостные характеристики состава, стабилизированного твердой фазой (хризотил, аэросил, шелуха риса и просо), и обоснования оптимальных составов обратных эмульсий, а также физического моделирования процесса фильтрации модифицированной обратной эмульсии в образце керна, определяющего фактор остаточного сопротивления и градиент давления. Для установления кинетики эффекта динамического запираания, обеспечивающего селективность процесса и затухание фильтрации, а также рост градиента давления, проводились фильтрационные исследования на микрокапилляре и ячейке Хеле-Шоу (модели трещины). При выполнении опытно-промысловых работ проводился входной контроль вязкостных характеристик модифицированного состава обратной эмульсии. Уточнена его совместимость с пластовыми флюидами (Югомашевского, Копей-Кубовского и Петропавловского месторождений).

Положения, выносимые на защиту:

1 Технология проведения водоизоляционных работ на основе физического и гидродинамического моделирования с учетом адресного воздействия на конкретный высокообводненный карбонатный объект.

2 Методический подход к подбору соотношений углеводородной фазы и воды, а также мелкодисперсного наполнителя, обеспечивающего высокие прочностные свойства эмульсии в поровом пространстве каждого объекта.

3 Методология закачки прямых битумных эмульсий в комплексе с акриловой дисперсией для борьбы с водопроявлениями различной природы в слоисто-неоднородных пластов нефтяных месторождений.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов работы обеспечивалась применением широко апробированных, а также оригинальных методик, экспериментальных исследований, выполненных на оборудовании, прошедшем государственную поверку. Все результаты экспериментальных исследований обрабатывались с применением методов математической статистики.

Результаты и основные положения диссертационной работы докладывались на 71-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных УГНТУ (Уфа, 2020), доклад «Оценка эффективности применения прямых битумных эмульсий для водоизоляции скважин»; Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и направления развития энергоресурсноэффективных технологий органического и неорганического синтеза» (Стерлитамак, 2021), доклад «Разработка водоизоляционного состава на основе эмульсий Пикеринга»; на Международной научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромышленной химии» (Уфа, 2018), доклад «Микродинамика эмульсий с анизотропными и изотропными нанопорошками»; на VIII Международной молодежной научной конференции «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса» (Уфа,

2018), доклад «Разработка водоизоляционного состава на основе инвертных водонефтяных эмульсий, с добавлением твердой фазы».

Публикации

По теме диссертации опубликовано 12 работ, в том числе 3 статьи в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ.

Структура и объем диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, библиографического списка использованной литературы, включающего 100 наименований. Работа изложена на 147 страницах машинописного текста, содержит 93 рисунка, 15 таблиц.

Автор выражает благодарность научному руководителю д.т.н, проф. Л. Е. Ленченковой; д.т.н., проф. Ю. В. Зейгману; к.ф-м.н. А. Т. Ахметову; к.х.м. А. Г. Телину к.т.н. В. А. Стрижневу; С. А. Вежнину; Д. В. Каразееву

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ РАЗВИТИЯ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Обратные эмульсионные системы (ОЭ) характеризуются, с точки зрения термодинамики, неустойчивым дисперсионным состоянием, имеющим внешнюю и внутреннюю фазы. Одна из жидкостей в эмульсии (внешняя фаза) представлена глобулами незначительных размеров. Внутренняя среда состоит из диспергированной жидкости.

При условии, если эмульсия обладает поверхностным зарядом, то это прямая эмульсия. Ее называют эмульсией первого типа – «масло в воде». Если дисперсионная среда – неполярная жидкость, то данная эмульсия носит название эмульсия второго типа – «вода в масле» или обратная.

Дисперсные системы (пены, суспензии и т.д.) носят характер неравновесных или термодинамически неустойчивых. Механизм, проявляющийся в указанных системах, направлен на снижение поверхности раздела, иными словами – на укрупнение глобул, что приводит к разделению фаз на составляющие. Указанное состояние отличает их от мицеллярных растворов и микроэмульсий.

Класс эмульсий определяется объемной долей дисперсной фазы C_d : $C_d \leq 0,1\%$ – разбавленные, $0,1\% < C_d \leq 74\%$ – концентрированные и $C_d > 74\%$ – высококонцентрированные [1; 2].

Определение вида эмульсии – важнейший фактор, предопределяющий последующие исследования. Проявляются дополнительные свойства в данных системах, связанные с изменением их типа, при этом прямая эмульсия способна переходить в обратную и наоборот. Высокая степень растворимости в нефти, нерастворимость в воде, гидрофобизация поверхности, рост вязкости при увеличении доли воды относятся к основным свойствам обратных эмульсий.

До последнего времени отсутствует строгая теория влияния различных стабилизирующих процессов и других факторов в рассматриваемых системах. Поддерживается мнение о том, что стабильность эмульсии разделяется на устойчивость к седиментационным процессам глобул дисперсной фазы (кинетическую), коагуляцию (агрегативную) и слияние друг с другом (коалесценцию). Хорошо известно, что процесс коалесценции глобул ведет к необратимому разрушению эмульсий.

Так, несколько десятилетий назад была выдвинута теория структурно-механического барьера в эмульсиях при их стабилизации. Указанная теория предполагает наличие механической связи между дисперсионной средой и дисперсной фазой, молекулами эмульгатора с наличием структурно-механического слоя на границе раздела двух сред. Наличие данных свойств у слоя предотвращает коалесценцию частиц.

Рассмотрим следующие факторы стабилизационного характера в адсорбционных слоях:

- проявление эффективной вязкости или мгновенной упругости при коалесценции глобул, т.е. кинетическое взаимодействие, приводящее к снижению межфазного натяжения сред;

- рост структурно-механических характеристик сольватных оболочек, т.е. рост структурной вязкости, упругости и прочности;

- установление стабилизационного равновесия.

Первый фактор играет незначительную роли и учитывается только в дисперсных системах, обладающих малой устойчивостью (пены).

Второй фактор одинаков для всех дисперсных систем и может быть использован в процессах стабилизации концентрированных эмульсий. Известно, что при применении в обратных эмульсиях поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, мыл, жирных кислот и т.д. низкие значения межфазного натяжения на границе раздела фаз уравниваются наличием значительных структурно-механических свойств сольватных оболочек.

Третий фактор рассматривается как промежуточный и теоретически обоснован Б. В. Дерягиным [2]. Согласно предложенному им механизму, следует, что при сближении частиц на расстояние меньшее двойной толщины сольватной оболочки происходит наложение адсорбционных участков друг на друга, что приводит к увеличению концентрации ПАВ в данной области. При этом возникают силы осмотического давления. Они обуславливают приток жидкости из объема дисперсионной среды в область перекрытия с появлением расклинивающего давления.

Процесс слипания капель в эмульсиях может быть интерпретирован теорией, предложенной группой авторов (Б. В. Дерягиным, Л. Д. Ландау, Е. Вервей, Дж. Овербек). Кинетика процесса агрегации частиц в конгломераты постоянно меняющегося размера происходит при существовании гидрофильных поверхностей на молекулах дисперсной фазы и изменения расстояния между глобулами меньшем, чем действия дисперсных сил. Причем вышеописанный процесс несет самопроизвольный характер при условии уменьшения свободной энергии. Следует заметить, что обеспечение структурно-механических связей между молекулами дисперсной фазы связано с вязкостью внешней фазы, но не оказывает значительного влияния на возможность сцепления молекул между собой. Скорость взаимодействия между молекулами дисперсного состава определяется кинетикой упрочнения структурно-механических характеристик при условии, что она выше, чем скорость коалесценции молекул. С целью увеличения устойчивости дисперсий к коагуляции следует соблюдать условия, при которых силы взаимодействия, проявляемые при наложении сольватных слоев молекул дисперсий, обуславливались ростом сил притяжения друг с другом.

Проявление стабильности дисперсий к коагуляции растет при упаковке эмульгатора в адсорбционных слоях.

Основными эксплуатационными характеристикам ОЭ являются следующие параметры: агрегативная устойчивость, и, как следствие, вязкостные характеристики, которые, в свою очередь, зависят от различных факторов,

например, отношение водной и нефтяной фаз, количественное содержание эмульгаторов и последовательность смешения компонентов системы и т.д.

Различают несколько способов регулирования агрегативной устойчивости дисперсий. Так, определяются вязкостные характеристики эмульсий, устанавливающие кажущуюся вязкость, начальную деформацию сдвига, динамическую устойчивость.

Основным методом исследования свойств водонефтяных эмульсий (ВНЭ) для различных технологий нефтедобычи является их реовискозиметрическое тестирование.

Реовискозиметрические исследования проводятся на приборе – реометре, который позволяет осуществлять определение разнообразных реологических характеристик жидкостей, используя три основных вида испытаний: сдвиговый тест, осцилляторный тест и тест «ползучести».

В работах [3; 4] были протестированы промышленно-выпускаемые эмульгаторы, применяемые для приготовления эмульсий из исходных нефти и воды, отобранных на месторождениях Волго-Уральской нефтяной провинции.

В работе [5] также представлены лабораторные исследования, определяющие динамику напряжения сдвига в зависимости от скорости сдвига, то есть кривые течения, с помощью которых устанавливают кажущуюся (эффективную) вязкость и начальное напряжение сдвига.

Изменение реологических свойств обратных водонефтяных эмульсий также подробно рассмотрены в работе [6], где приводятся результаты экспериментов по исследованию концентрированных и высококонцентрированных обратных эмульсий.

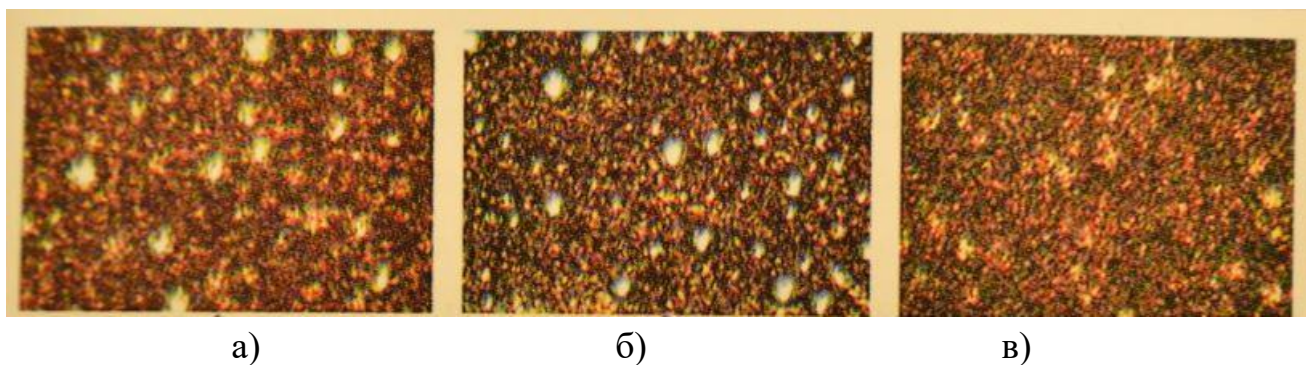
Эксперимент проводился в несколько этапов. На первом этапе водонефтяная смесь заданного соотношения перемешивалась до образования эмульсии (момент обращения фаз при концентрациях 70–75 % легко фиксировался с точностью до секунды). На втором этапе производилось дополнительное перемешивание в течение заданного времени. Следует отметить, что согласно приведенной в [7; 8]

зависимости от времени перемешивания за выбранный отрезок времени размер частиц выходит на постоянное значение.

На практике следует обратить внимание на различие в эмульсиях, полученных при разных скоростях вращения рабочего колеса смесителя. Также в этой работе рассмотрен широкий диапазон скоростей, при которых образовывались обратные водонефтяные эмульсии высокой концентрации, достигающий число оборотов, на 20 % превышающее рабочий режим насоса.

По данным работ [9-10] для условий Приобского месторождения при концентрации воды около 75 % обратная эмульсия обладает наибольшей вязкостью. При скорости вращения 3000 об./мин, являющейся рабочей скоростью электроприводного центробежного насоса (ЭЦН), были проведены исследования ОЭ с различной обводненностью на основе нефти Приобского месторождения.

Для уточнения дисперсности ОЭ для Мамонтовского и Приобского месторождений на Рисунке 1 приведены микроизображения структуры эмульсии с концентрацией около 45 %, полученных различными способами смешения, а именно, с помощью рабочих ступеней ЭЦН и смесителя.



- а) нефть Приобского месторождения, ЭЦН;
- б) нефть Мамонтовского месторождения, ЭЦН;
- в) нефть Приобского месторождения, смеситель

Рисунок 1 – Сравнение структуры эмульсий (45 % воды), полученных при вращении рабочего колеса в направляющем аппарате ЭЦН с эмульсией, полученной в смесителе с турбулизующим колесом (3000 об./мин)

Установлено, что приготовленные на основе нефтей Мамонтовского и Приобского месторождений эмульсии с использованием элементов ЭЦН не отличаются по структуре, в отличие от эмульсий, полученных в смесителе, которые отличаются значительно большей гомогенностью.

На наш взгляд, механизм процесса основывается на следующих положениях. Так, дробление капель в двухфазном потоке обусловлено турбулентными пульсациями, при этом критический размер глобул сопоставим с низкой амплитудой пульсаций в турбулентном потоке [11].

Роль крупных капель в стабильности эмульсии является определяющей: чем меньше их размер, тем стабильнее эмульсия, поэтому авторами сравнительный анализ структуры эмульсий по микроизображениям проводился по критическим размерам капель. На гистограмме распределения по размерам капель ОЭ (нефть Приобского месторождения), приведенной на Рисунке 2, видно, что основное количество капель определено в диапазоне 1,2–2,5 мкм. Дисперсионный состав ОЭ сильно зависит от способа их получения, возможно поэтому на гистограммах дисперсной фазы даже стабилизированных ОЭ [12] основное количество капель в диапазоне от 5 до 10 мкм.

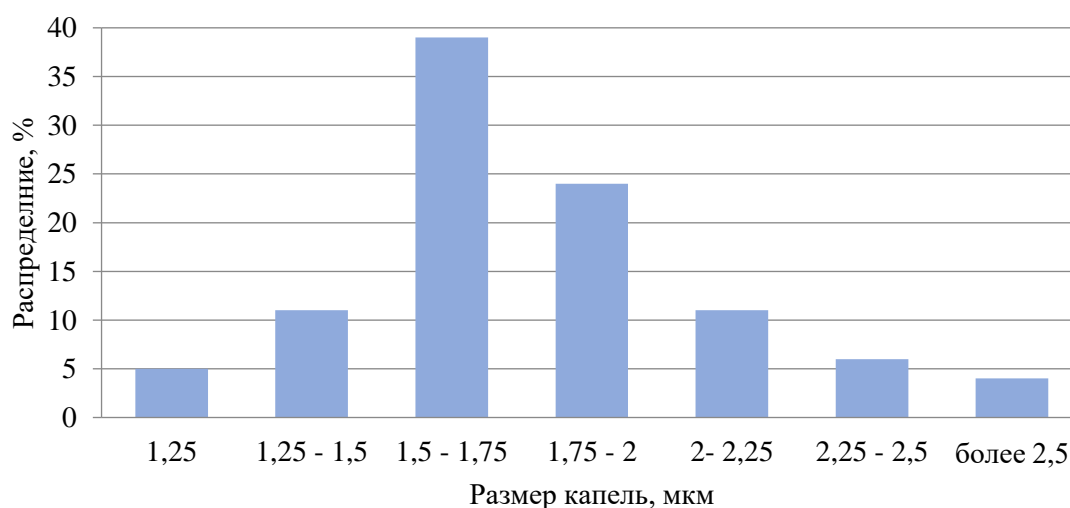


Рисунок 2 – Гистограмма распределения диаметров капель по размерам на микровидеоизображении при 300-кратном увеличении

Критический размер капель ОЭ (нефть Мамонтовского месторождения) с увеличением числа оборотов мешалки уменьшается, что отражено на гистограмме (Рисунок 3), а дополнительное перемешивание ведет к сокращению размера капель.

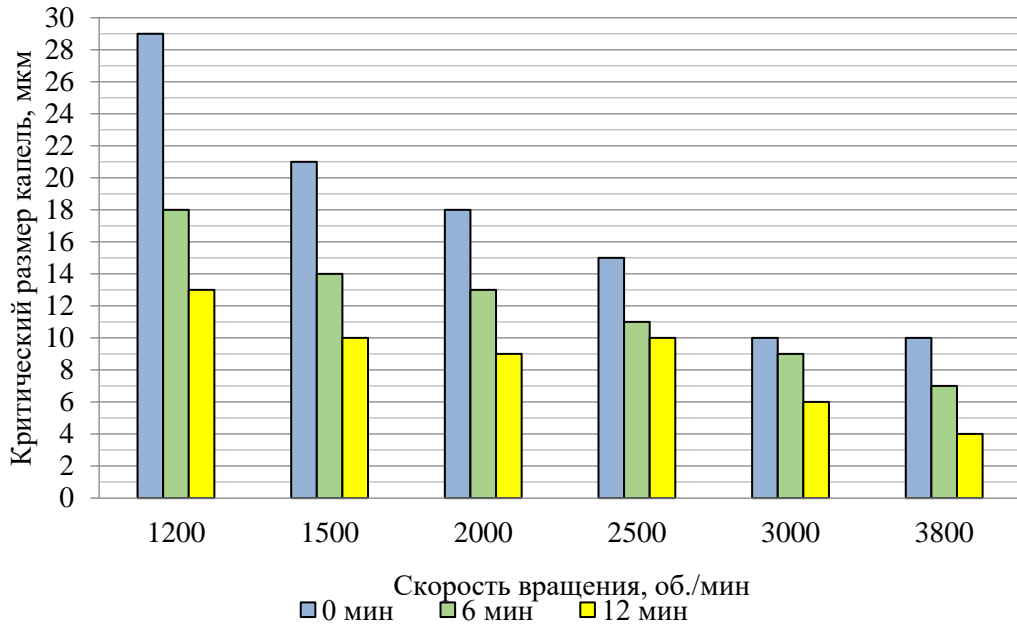


Рисунок 3 – Гистограмма распределения критического размера крупных капель в ОЭ, полученных при различных скоростях вращения в смесителе

Количественная зависимость критического размера капель от скорости вращения была установлена на основе использования формулы А. Н. Колгоморова [13]:

$$a_{кр} = L^{2/5} \left(\frac{\sigma}{k\rho} \right)^{3/5} \frac{\sqrt{2}}{U^{6/5}}, \quad (1)$$

где L – характерный размер капли, $\cdot 10^{-6}$ м;

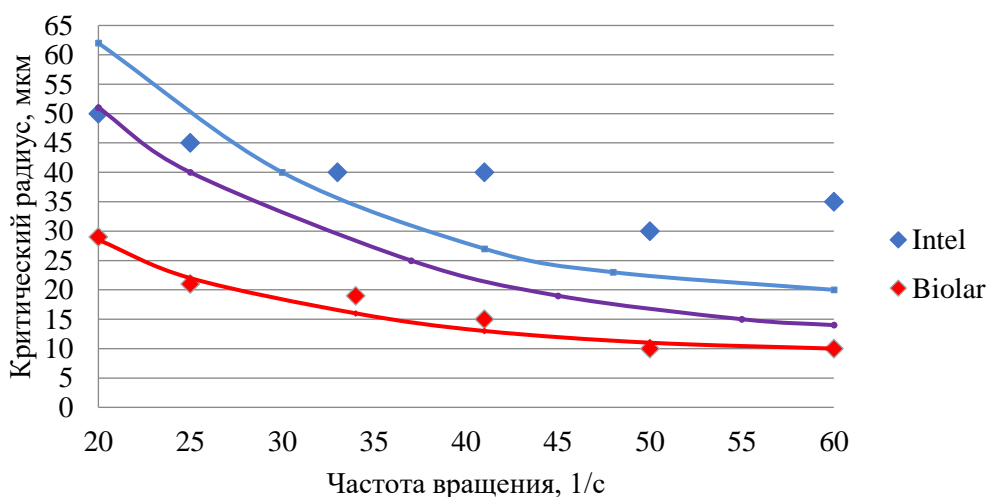
$k = 0,0032$ – экспериментальная константа;

U – скорость основного потока, м/с;

ρ – плотность несущей фазы, кг/м³;

σ – поверхностное натяжение, Н/м.

Формула (1) получена на основе теории, связывающей механизм дробления капель с мелкомасштабными пульсациями в турбулентном потоке, и качественно описывает результаты (Рисунок 4), полученные на основе анализа фотографий.



- 1 – значения по формуле Колмогорова;
- 2 – аппроксимация по формуле Лурье данных с микроскопа Biolar;
- 3 – данные с микроскопа Intel

Рисунок 4 – Зависимость критического размера капель образующейся эмульсии от частоты вращения мешалки, сравнение с теоретическими зависимостями

Если рассмотреть рабочее колесо центробежного насоса в качестве распылителя, можно определить критический размер капель на основе преобразования формулы Лурье (2) для данного типа установок [14].

При аппроксимации экспериментальных значений критических размеров капель, полученных из анализа структуры изображений с микроскопа Biolar, по формуле Лурье можно рассчитать критический размер капель. Коэффициент K равен $22 \cdot 10^3$, что приводит к хорошему соответствию экспериментальных значений с теоретической кривой.

$$a_{кр} = \frac{K}{\sqrt{\omega^2 D \rho}}, \quad (2)$$

где K – постоянный для данной жидкости коэффициент;

ω – угловая скорость, рад/с;

D – наружный диаметр, м;

ρ – плотность жидкости, кг/м³.

Сопоставление теоретических и экспериментальных данных, полученных при анализе изображений с микроскопа Intel, показало значительное расхождение результатов.

Реологические свойства высококонцентрированных ОЭ в сдвиговых течениях измерялись на ротационном вискозиметре методом «конус – пластина».

Полученные ОЭ оказались седиментационно стабильны и под действием силы тяжести со временем практически не изменялись. В гидродинамических потоках, особенно в трещинных и пористых структурах, где велики скорости деформации сдвига (γ) происходит активная деструкция эмульсий [15; 16]. Сдвиговые течения наиболее четко прослеживались в ротационном вискозиметре, при этом преимущество метода «конус – пластина» в том, что деформация сдвига (для ньютоновских систем) не меняется на всей поверхности вращения между ними.

Механизм процесса заключается в том, что в сдвиговом течении происходят сближение и коалесценция микрокапель эмульсии, при этом образуются крупные капли, которые, сливаясь, составляют сплошную водную фазу.

Следует отметить, что момент силы, действующий на конус при его вращении, равен:

$$M = \int_0^r r(2\pi\tau r dr) = \frac{2}{3}\pi\tau r^3, \quad (3)$$

где r – радиус конуса, мм;

τ – касательное напряжение, Па.

Из (3) видно, что момент силы пропорционален радиусу в третьей степени, поэтому величина момента силы, соответствующей удаленной зоне конуса, значительно превышает вклад остальной площади.

Сравнение реологических кривых обратных эмульсий, полученных при избытке воды, с эмульсиями, полученными при обращении фаз с близкой к ним концентрацией, показывает, что у последних более явно проявляются

неньютоновские свойства, а при повышении деформации сдвига они характеризовались повышенной вязкостью [17].

Для иллюстрации на Рисунках 5, 6 приведены реологические кривые эмульсий, полученных при 3000 и 3600 об./мин [18].

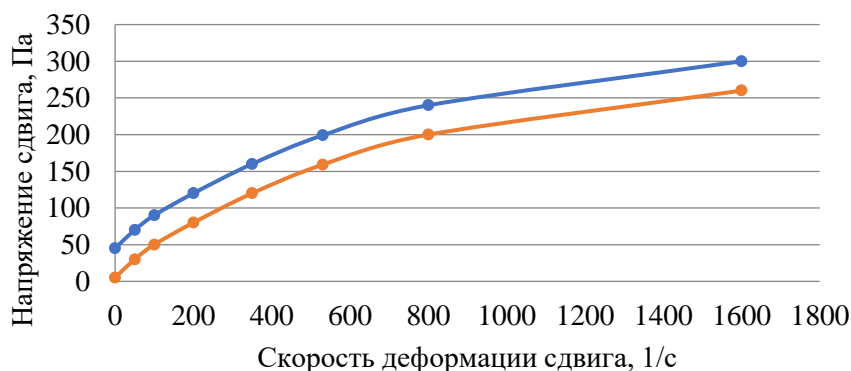


Рисунок 5 – Реологические свойства эмульсий, полученных при 3000 об./мин в смесителе

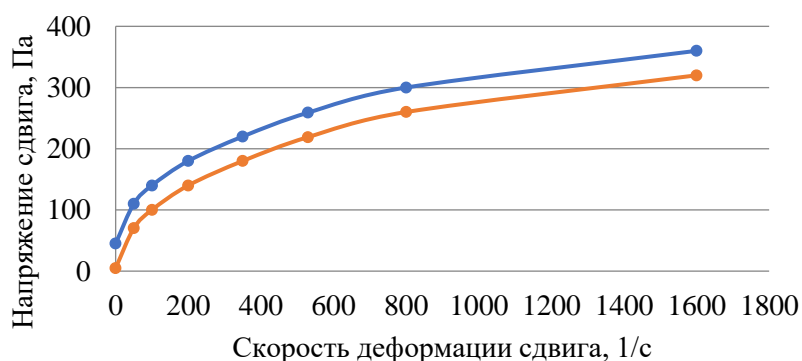


Рисунок 6 – Реологические свойства эмульсий, полученных при 3600 об./мин в смесителе

Увеличение оборотов упрочняет эмульсию. Между реологическими кривыми прямого и обратного хода вследствие разрушения эмульсий в сдвиговом течении между конусом и пластиной образуется область (петля гистерезиса). Зависимость площадей, а именно петли гистерезиса и криволинейной трапеции, ограниченных кривой прямого хода, определяет величину, характеризующую стабильность эмульсии и степень реструктуризации:

$$R = \frac{\int \tau_f d\gamma - \int \tau_b d\gamma}{\int \tau_f d\gamma}, \quad (4)$$

где τ_f – зависимость касательных напряжений, полученных при увеличении деформации сдвига (прямой ход), Па;

τ_b – зависимость касательных напряжений, полученных при уменьшении деформации сдвига (обратных ход), Па.

На основе аппроксимации кривых были построены зависимости эффективной вязкости эмульсий, полученных при различных оборотах (Рисунки 7, 8).

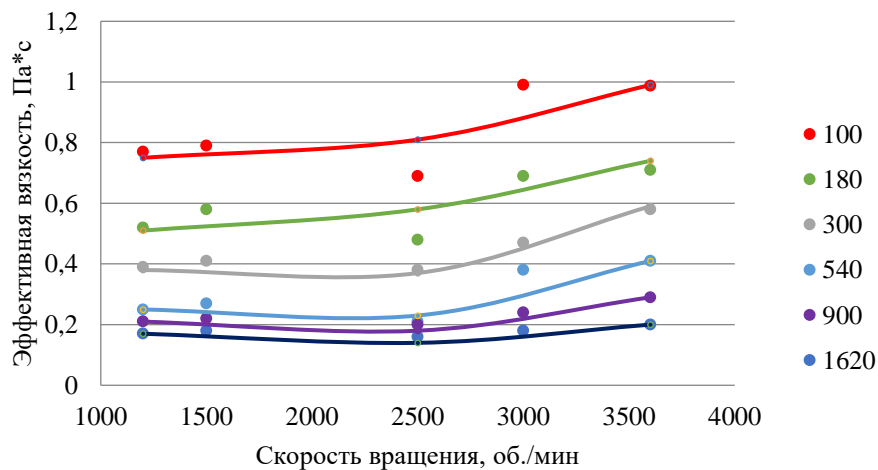


Рисунок 7 – Зависимость эффективной вязкости эмульсии Мамонтовского месторождения от скорости вращения

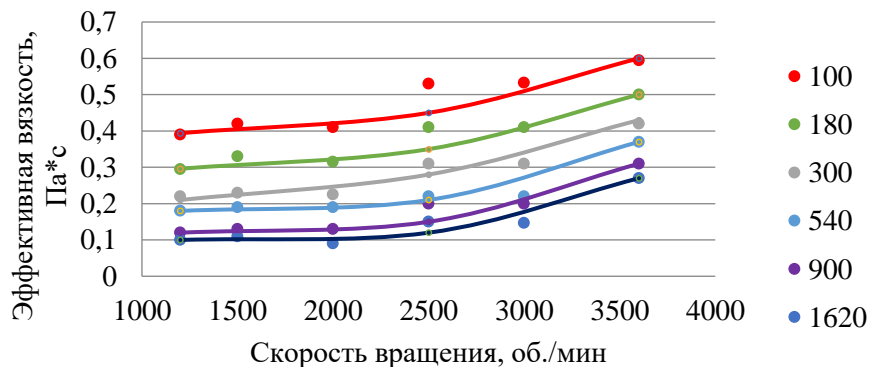
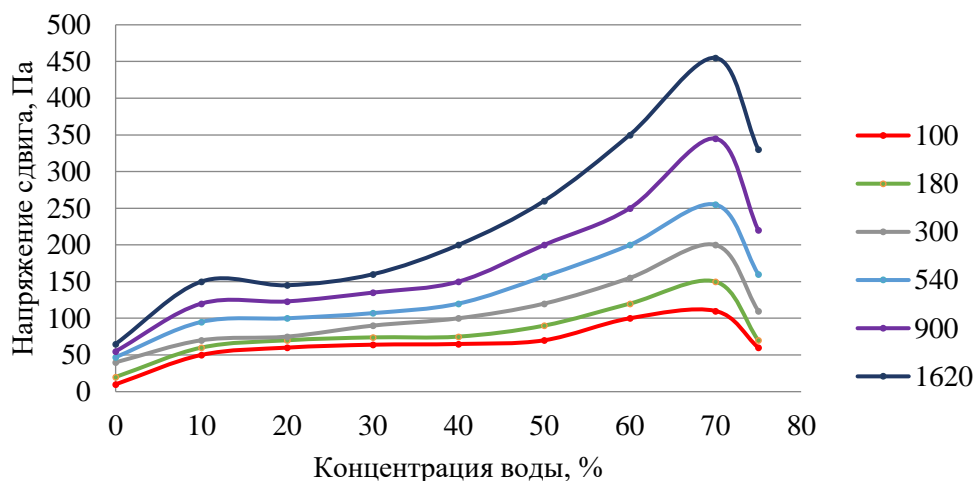


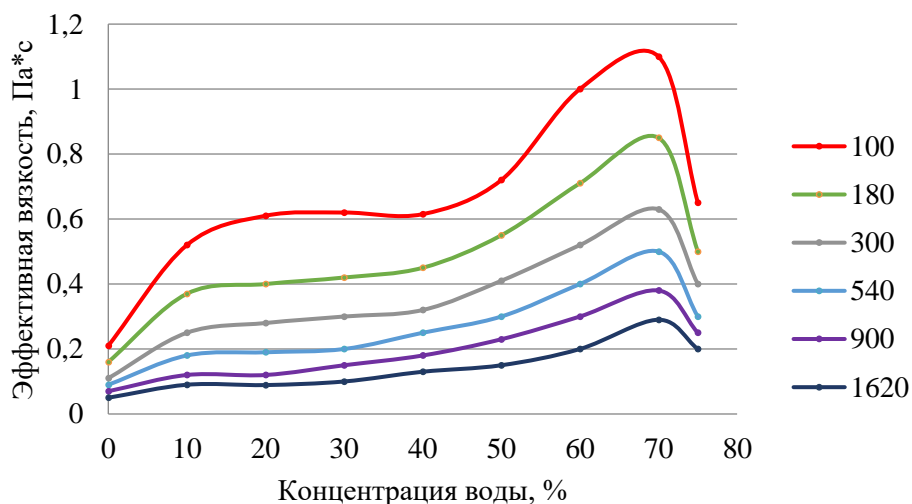
Рисунок 8 – Зависимость эффективной вязкости эмульсии Приобского месторождения от скорости вращения

Явно прослеживается тенденция увеличения вязкости с увеличением числа оборотов мешалки для нефтей обоих месторождений. На приведенных зависимостях для напряжения сдвига и эффективной вязкости при различных концентрациях воды (Рисунки 9, 10) отмечается максимум при концентрации около 70 %.



Эмульсии получены при различных концентрациях воды

Рисунок 9 – Сравнение напряжений сдвига эмульсии, измеренных в диапазоне 1000–1620 об./мин



Эмульсии получены при различных концентрациях воды

Рисунок 10 – Сравнение вязкостей эмульсии измеренных в диапазоне 1000-1620 об./мин

В ходе работ [12; 19–21] авторами сделаны выводы о том, что реологические свойства обратных водонефтяных эмульсий хорошо описывает модель Оствальда-де Ваале в диапазоне концентраций (0–75 % воды) и условий перемешивания в диапазоне скоростей мешалки от 1200 до 3600 об./мин для эмульсий на основе нефтей исследуемых месторождений, поэтому несмотря на достаточно высокую степень разрушения высококонцентрированных эмульсий в ротационном вискозиметре данный метод можно использовать для сравнительных измерений реологических параметров эмульсий.

Установлено, что у эмульсий, полученных из смеси с избыточным содержанием воды (характерная концентрация воды около 50 %), напряжения сдвига ниже, чем у эмульсий с близкой концентрацией, полученных в режиме обращения фаз.

Сравнительный анализ показывает, что коэффициенты консистенции у первых эмульсий ниже, чем у вторых, а показатели степени – выше [22]. Также экспериментально показано, что зависимости эффективной вязкости и напряжения сдвига от концентрации носят немонотонный характер с максимумом в области 70 % концентрации ОЭ в широком спектре изменения скоростей деформации сдвига.

Известен важный параметр, определяющий устойчивость ОЭ к обращению фаз при смешении ее с дисперсными природными добавками минералов. Кроме того, эффективность стабилизирующих ОЭ ПАВ определяется видом гидрофобизатора [23]. При добавлении в ОЭ бентонитового глинопорошка в массовом количестве 5–10 % от объема эмульсии определяют глиноемкость эмульсии путем установления электростабильности до изменения фаз эмульсии. При этом величина глиноемкости не менее 225 кг/м³ определяется как критическое значение и может быть использована в дальнейших экспериментах.

С ростом температуры глиноемкость ОЭ заметно уменьшается. Для определения этой величины эмульсию термически обрабатывают в различных условиях, в дальнейшем анализируя ее свойства [24].

Электростабильность U (В) определяет агрегативную устойчивость эмульсии к коалесценции молекул дисперсной фазы, к их размерам и прочности сольватной оболочки ПАВ. Электростабильность определяется на основе напряжения, связанного с разрушением эмульсии, находящейся между электродами в ячейке.

Для выполнения экспериментов использовали прибор ИГЭР-1 (ТатНИПИнефть) с диапазоном измерения электростабильности 0–600 В [25]. Устройства других модификаций, как правило, не используются, так как величины электростабильности ОЭ отличаются по абсолютным значениям. Пикнометром определяли плотность ОЭ по стандартной методике. В промышленных условиях указанную величину отслеживают ареометрами АГ-2 или АГ-ЗПЛ. Результирующая плотность ОЭ устанавливалась математически при условии знания концентрации и плотности компонентов. Седиментационную устойчивость, устанавливающую степень отделения нефти от ОЭ, определяли по величине дисперсной фазы, выделенной из порции образца при конкретной температуре путем визуализации данных эксперимента. Седиментационную стабильность в отношении дисперсных наполнителей устанавливали из условия определения изменения плотностей их нижней и верхней частей объема образца. При этом установлено, что данная величина может принимать значения не более 20 кг/м³ [26; 27].

С помощью статического напряжения сдвига (СНС) Θ (Па) определяли прочность тиксотропной структуры в статическом режиме. Данная величина характеризует способность ОЭ уменьшать радиус проникновения в призабойную зону за счёт нахождения дисперсных включений в эмульсии. Кроме того, ОЭ обладают статическим напряжением сдвига при выполнении условия коагуляционных процессов в дисперсной среде с включениями твердой фазы путем коалесценции молекул дисперсной фазы в конгломераты [28–30]. При этом отмечается, что наблюдаемая кинетика процесса может регулироваться в динамическом режиме и изменении температуры.

Далее более подробно приведем результаты исследований, касающихся обратных эмульсии, с включением твердой фазы (эмульсий Пикеринга). О том, что эмульсии могут быть стабилизированы мелкодисперсными твердыми частицами, впервые узнали более века назад. В 1903 г. Уолтер Рамсден впервые написал, что «твердые частицы могут формировать стойкие эмульсии». Из литературы хорошо известны эмульсии Пикеринга – эмульсии, стабилизированные твердыми частицами [31; 32].

Не менее известны исследования, в которых приведены результаты стабилизации эмульсий ПАВ и наночастицами. Данный вопрос в литературе наряду с эмульсиями Пикеринга, а также механизмы процессов хорошо освещены. Стабилизационные свойства эмульсий кремнезёмом, глиной, карбонатом кальция, полистиролом, гидроокисью и т.п. достигаются за счет высокой адсорбции на поверхности раздела двух сред (вода – масло).

При допущении, что величина глобулы так мала, что силой тяжести можно пренебречь, энергия E , необходимая для ее ликвидации с поверхности раздела двух сред, представлена уравнением [33]:

$$E = \pi r^2 \gamma_{ow} (1 \pm \cos\theta)^2, \quad (5)$$

где r – радиус частицы, м;

γ_{ow} – межфазное натяжение раздела двух сред, Н/м;

θ – контактный угол на поверхности раздела двух сред.

Отрицательный знак в выражении появляется при условии, когда молекула находится в воде, и положительный – в масляной фазе.

Адсорбция глобул ПАВ на границе раздела двух сред определяет степень гидрофобности. Положение указанных частиц связано с углом наклона θ . Как следует из уравнения (5) максимальная энергия, необходимая для ликвидации молекулы с границы раздела, получается при $\theta = 90^\circ$. Отмечено, что контактный угол связан с типом эмульсий, стабилизированных твердой фазой. Так при $\theta < 90^\circ$ глобулы стабилизируют эмульсию по типу «масло в воде», а при $\theta > 90^\circ$ – «вода в масле». При контактных углах, близких к 0 (гидрофильные участки) или

стремящихся к 180° (гидрофобные участки) с высокой степенью возможности будут диспергированы только в водной фазе или масляной [34; 35].

Данное обстоятельство свидетельствует о том, что дисперсные фазы стабилизируют эмульсии в зависимости от смачиваемости одной из фаз. Причем эмульгирующими свойствами не могут быть наделены дисперсные частицы, которые не смачиваемы ни водной, ни масляной фазами ввиду того, что они будут находиться в эмульсии, в которой диспергированы.

Учитывая вышеприведенные обстоятельства при стабилизации ОЭ дисперсными включениями необходимо обеспечивать смачиваемость жидкостями. Однако твердая фаза преимущественно обеспечивает смачивание одной из жидкостей и, в конечном итоге, определяет тип эмульсии, смоченные водой частицы должны стабилизировать эмульсии типа «масло в воде», в то время как частицы, смоченные в масле, должны стабилизировать эмульсии типа «вода в масле».

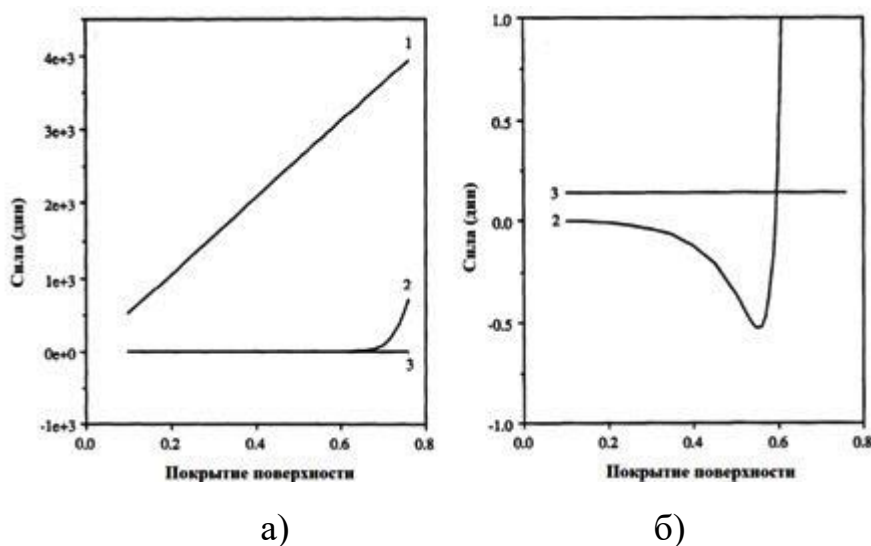
С. У. Пикерингом было показано, что стабилизационные процессы связаны не только со снижением межфазного натяжения, но и с размером дисперсных частиц. Кинетику процесса коалесценции капель, диспергированных твердыми наполнителями, изучал Laurier L. Schramm [36]. Согласно выдвинутой им теории твердые дисперсные наполнители образуют сольватную оболочку вокруг капель, не позволяя им смешиваться. Другими словами, процесс стабилизации эмульсий твердой фазой связан с влиянием размера молекул на ход реакции взаимодействия между каплями.

Автором была выдвинута гипотеза, которая предусматривала распределение капель на поверхности раздела двумя способами:

1. процесс, предусматривающий возможное столкновение капель эмульсии с твердой частицей, покидающей дисперсную фазу;

2. процесс, предусматривающий нахождение частицы в эмульсии благодаря гравитационным процессам.

Данные процессы наблюдаются при фильтрации эмульсий и последующем образовании пленок. Согласно Рисунку 11, а для проталкивания частицы в дисперсную фазу необходима сила, превышающая остальные силы.



- 1 – выталкивающие силы от распределения частиц на поверхности;
 2 – силы направлены в сторону поверхности раздела фаз для ликвидации дисперсной фазы;
 3 – сила тяжести, влияющая на процесс слипания капелек

Рисунок 11 – Процессы фильтрации эмульсий и образования пленок

Процесс перехода частиц дисперсной фазы в капли не позволяет им слипаться между собой. Причем слипание капелек может наблюдаться в случае, когда дисперсные частицы удалены в сторону на поверхности раздела фаз, тем самым делая непокрытую поверхность достаточно большой для слияния капель. Недостаточно покрытые капли, как правило, сливаются за счет смещения частицы вдоль поверхности раздела фаз.

Таким образом, эффективность твердых частиц в стабилизации эмульсий связана с образованием уплотненного слоя частиц на границе раздела масло – вода. Тем не менее, некоторые недавние исследования показали, что эмульсии могут быть стабилизированы твердыми частицами несмотря на небольшое покрытие поверхности капель [37; 38]. Другими авторами были исследованы системы, в которых концентрация кремнезема составляла лишь 15 % уплотненного монослоя,

и показали, что такие эмульсии были устойчивыми [39–41]. Они доказали, что отдельные частицы, адсорбированные на поверхности раздела фаз, проявляют броуновское движение, подтвержденное перемещением отдельных частиц в поперечном направлении по поверхности капли при условии, что концентрация ниже значений, вызывающих уплотненные связи.

Известны параметры, влияющие на устойчивость эмульсий Пикеринга – гидрофобность и концентрация твердых частиц.

Влияние гидрофобности частицы на устойчивость эмульсии представляет большой интерес [42–43], Bernard P. Vinks с соавторами установил, что прогнозирование, выполняемое на основе расчета энергии присоединения частицы, необходимо связывать с устойчивостью эмульсии на поверхности раздела масло – вода.

В настоящее время является общепринятым то, что частицы с контактным углом от 60° до 80° стабилизируют эмульсии масла в воде, в то время как частицы с контактным углом 100 – 130° стабилизируют эмульсии воды в масле [44–46].

Кроме того, Laurier L. Schramm предположил, что для недопущения процессов коалесценции на каплях эмульсии следует адсорбировать дисперсные частицы. Это было подтверждено исследованиями авторов, изучавших влияние гидрофобных частиц кремнезема на устойчивость обратных эмульсий [47; 48], ими доказано, что при низкой концентрации кремнезема эмульсии были неустойчивы, в то время как при увеличении содержания кремнезема устойчивость эмульсий повышалась. Кроме того, они показали, что размеры капель можно контролировать, регулируя концентрацию частиц, даже при условии, когда концентрация кремнезема выше определенного значения – размер капли никак не менялся. Они также показали, что величина соотношения масло – кремнезем – значимый параметр для регулирования размера капли.

В литературных источниках подтверждена перспективность использования кремнезема в качестве твердой фазы для стабилизации эмульсий.

Кроме того, следует отметить, что использовать кремнезем в качестве твердой дисперсной фазы для стабилизации эмульсий предложено Ральфом К. Айлером [49]. Так, он выдвинул гипотезу, что дисперсная фаза получена путем полимеризации монокремниевой кислоты $\text{Si}(\text{OH})_4$, растворенной в воде с кремнеземом. Причем процесс полимеризации кремнезема состоит из процессов конденсации силанольных групп при получении силоксановых связей.

Типичная структура гидрофильной частицы кремнезема схематически показана на Рисунке 12.

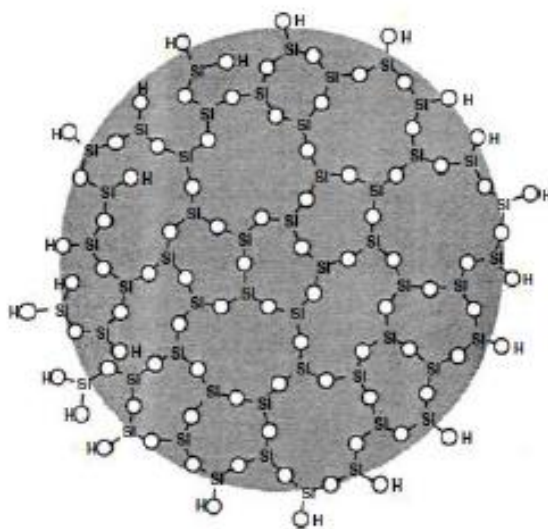


Рисунок 12 – Схематическое представление обезвоженной, но полностью гидроксильной коллоидной частицы кремнезема

Ядро частицы состоит из силоксановых связей. Поверхность кремнезема состоит из силанольных групп различных типов:

- изолированные свободные (одионые силанолы), $\equiv \text{SiOH}$;
- геминальные свободные (геминальные силанолы или силандеолы), $= \text{Si}(\text{OH})_2$;
- вицинальные или мостиковые, где OH-группы связаны водородной связью (H-связанные геминалы и их H-связанные комбинации).

Частицы кремнезема с различной степенью смачиваемости определяют модификацию поверхности его гидрофильных частиц. Известно несколько методов, позволяющих изменить поверхностные свойства кремнезема.

Так, Л.Т. Журавлев предложил физико-химическую модель модифицирования поверхности кремнезема с учетом температуры. Он описал различные этапы дегидроксилирования исходных частиц гидрофильного кремнезема путем увеличения температуры [50].

1.1 Особенности фильтрации обратных эмульсий в пористой среде

В данной части раздела установлены особенности фильтрации ОЭ в пористой среде.

Из-за наличия неоднородности пласта характер фильтрации жидкости обусловлен как свойствами самой породы, так и развивающимися градиентами поля давления. Для того чтобы отследить кинетику нелинейных процессов в неоднородном пласте, следует уточнить критерии их изменения при постоянном перепаде давления; менее значимым в этом случае является учет фильтрации при постоянных скоростях подачи жидкости [51-52].

Визуализация фильтрации вытеснения нефти позволяет обосновать возможные новые механизмы в процессах движения флюидов в пористых средах.

Известно, что кинетика процессов фильтрации эмульсии в поровых каналах с эмульгатором и в его отсутствии различны. Так, при высоких скоростях деформации сдвига нестабильная эмульсия (без эмульгатора) заметно изменяется. При этом из эмульсии выделяются капли воды, сливающиеся между собой в ходе их фильтрации. А. Т. Ахметовым впервые установлен эффект динамического запираания при фильтрации эмульсии в щелях, капиллярах и пористых средах [4–7, 53–54]. Механизм установленного эффекта, по мнению автора, заключается в следующем положении: при продвижении эмульсии в указанных каналах

наблюдается ярко выраженный процесс затухания фильтрации, на который не влияет постоянный перепад давления.

Экспериментальное исследование протекания процесса динамического запираания, визуализированное под микроскопом, показало наличие микропотоков, что подтверждает снижение скорости течения на несколько порядков, проявляя эффект динамического запираания. Данный эффект абсолютно изменяет механизмы процессов, наблюдаемые в призабойной зоне пласта при фильтрации инвертно-эмульсионных составов (стабилизированных эмульсий). Проявление данного эффекта следует учитывать при бурении, первичном, вторичном вскрытиях и т.д. В указанных случаях стабилизированные эмульсии выполняют роль кольматирующих жидкостей. При обосновании эмульсий для конкретных целей, которые учитывают рассматриваемый эффект, используется способ осесимметричного течения, происходящего в микроканалах.

Для уточнения характера движения эмульсий следует определять вязкостные характеристики с целью выявления особенностей их течения в микроканалах [54]. На примере стабилизированной эмульсии СЭТ1 (включающую 10 % добавки СМАД1М) непосредственно до осуществления опытных работ изучались ее свойства, а также строились гистограммы для капель с различными размерами (Рисунок 13) для определения ее дисперсности.

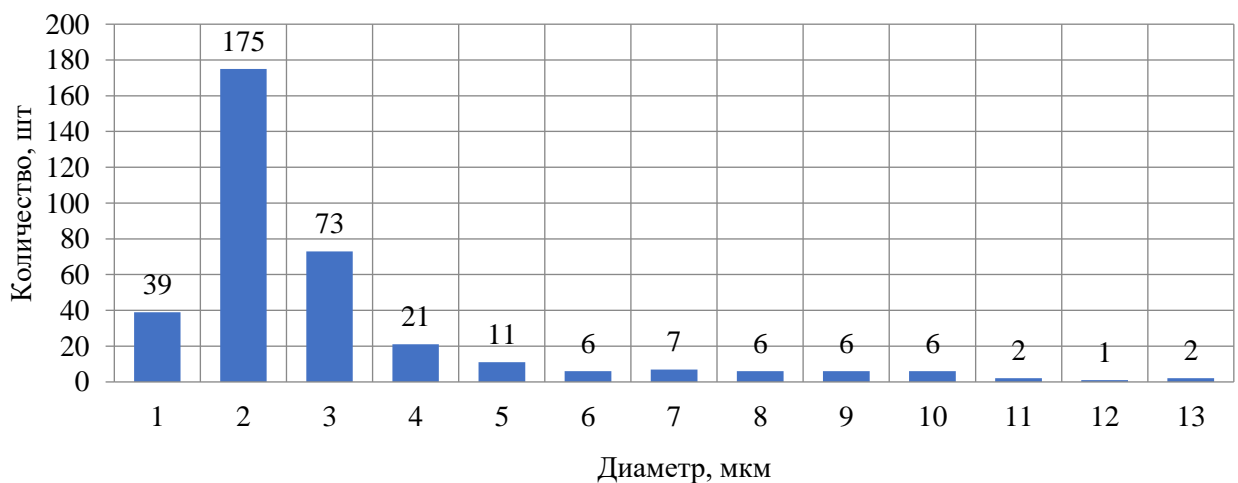


Рисунок 13 – Гистограмма распределения капель с различными диаметрами

Лабораторные исследования выполнялись на капиллярах диаметром 100 мкм, длиной 2 см. Под давлением на вход подавалась эмульсия, а на выходе из капилляра давление удерживалось на уровне атмосферного. Расход эмульсии фиксировался с использованием электронных весов НМ200, подключенных к компьютеру [5, 7, 15].

Механизм процесса регистрировался с применением микроскопа посредством цифровой видеокамеры. Изменение массы эмульсии фиксировалось электронными весами с интервалом 1 с (Рисунки 14, 15).

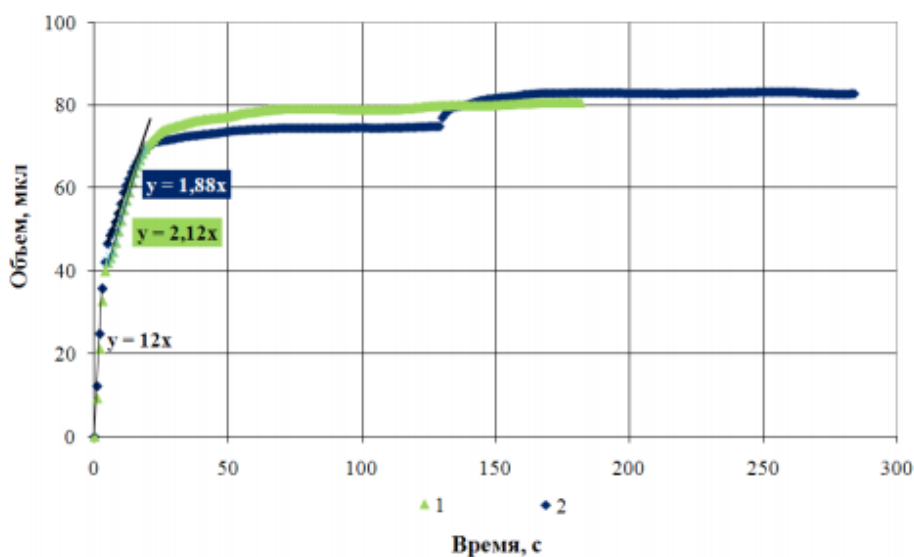


Рисунок 14 – Изменение объема профильтрованной эмульсии от времени
(градиент $P = 100\text{кПа}$, $D = 10^{-4}\text{ м}$, $L = 0,01$)

Установлено, что скорость движения снижалась. Так, в первую минуту процесса запираия скорость уменьшалась в 180 раз, далее за 14 мин падала в 2200 раз.

Структура течения со временем существенно преобразалась: в стационарном гидродинамическом потоке картина однородна (кадр 1), в состоянии запираия наблюдалась перемежающаяся структура, на кадре 4 можно различить 3 составляющих: углеводородная – прозрачная, эмульсия – белая (за счет

рассеивания света) и выделившаяся водная фаза – прозрачная, ограниченная менисками.

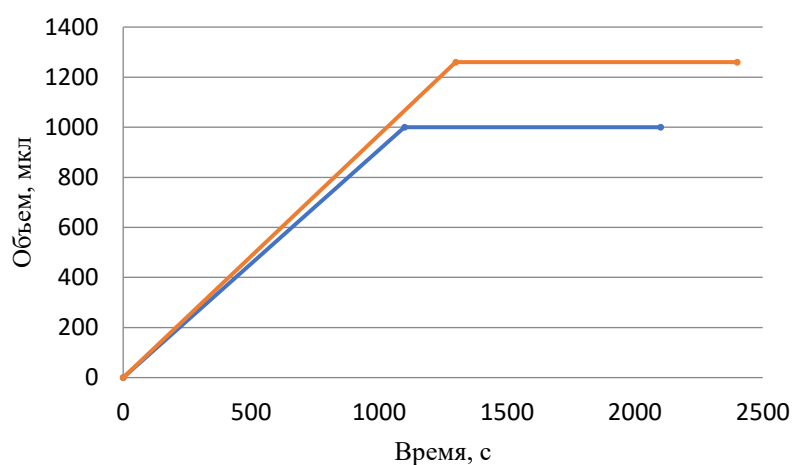


Рисунок 15 – Динамика объем профильтрованной эмульсии во времени

При переходе в состояние запираия движение в капилляре можно изучать с помощью микроскопа по последовательности видеок кадров (Рисунок 16).

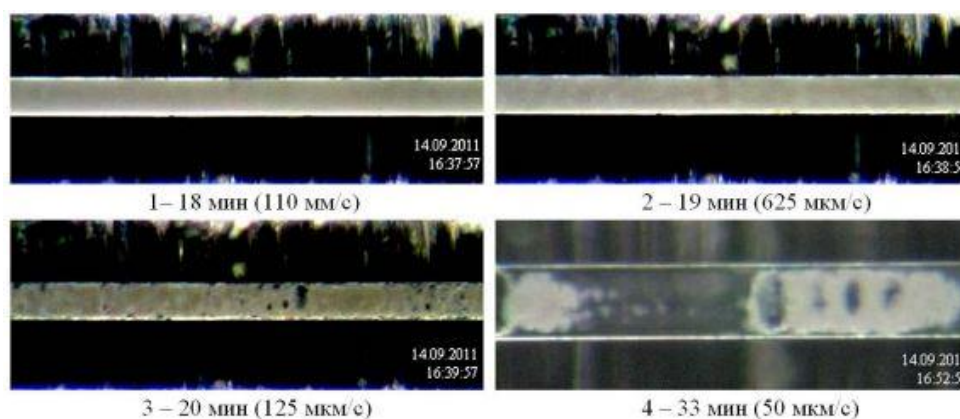


Рисунок 16 – Визуализация фильтрации эмульсии в микрокапилляре цилиндрической формы

Замечено, что истончение структуры наблюдалось при входе в капилляр. При этом установлено, что дисперсная фаза отделялась от эмульсии [5, 8, 15]. В ходе

эксперимента наблюдали непрерывную водную фазу из-за наличия процесса слипания капель воды при фильтрации эмульсии в капилляре.

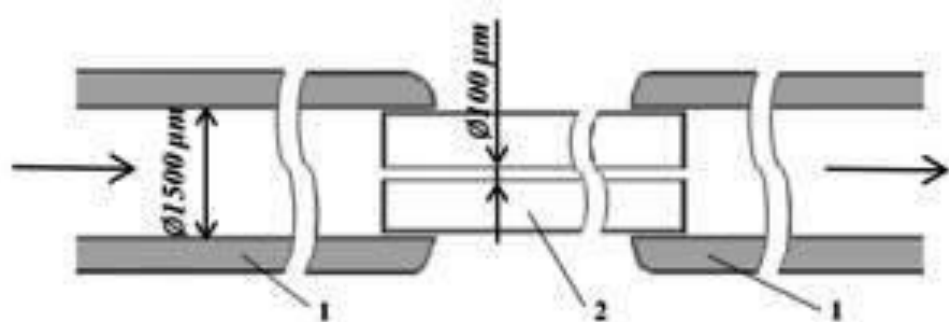
На Рисунке 14 приведена динамика таких показателей, как отношение объема профильтрованной эмульсии в капилляре от времени.

Изменение объема профильтрованной эмульсии при градиенте давления 100кПа приведено на Рисунке 15.

В ходе лабораторных исследований было установлено, что проявление кинетики процесса динамического запираания для ОЭ в микрокапиллярах обусловлено наличием новой структуры, образовавшейся из микрокапель воды при входе в канал, а также силой трения и нарушением структуры микрокапель воды [3, 6, 19]. Кроме того, эмульгатор, состоящий из ПАВ, может обволакивать микрокапли воды, имеющие наноразмер, не превышая 3нм.

На Рисунке 16 приведена визуализация процесса течения эмульсии в микроканале цилиндрической формы. Вначале максимальный градиент давления развивается при условии цилиндрической формы микроканала, а со временем активизируются процессы отделения микрокапель воды при входе в микрокапилляр.

Схематизация процесса фильтрации через микроканал показана на Рисунке 17.



1 – подводящие трубки;
2 – микрокапилляр цилиндрической формы

Рисунок 17 – Схематизация фильтрации эмульсии через микрокапилляр цилиндрической формы по подводящим трубкам

Рост вязкости при входе эмульсии в капилляр и снижение градиента давления в этой же зоне происходят с ростом содержания эмульсии во входной зоне микроканала (Рисунок 18, *а* и *б*).

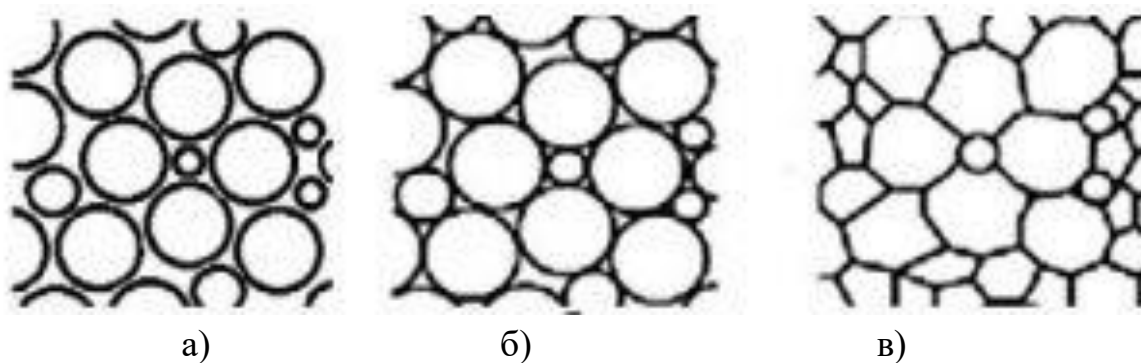


Рисунок 18 – Отображение эффекта динамического запираания

Со временем гидрофобная фаза отделяется от микрокапель, начинают проявляться силы поверхностного натяжения между ПАВ и гидрофильной частью системы, и появляется сила трения. При этом эмульсии у входа в микрокапилляр структурируются, то есть наблюдается процесс изменения формы капель воды из сферической в многогранную (Рисунок 18, *в*).

Таким образом, можно предположить, что при воздействии высокого перепада давления нефтяная составляющая отделяется от микрокапель воды и, как следствие, фильтрация эмульсии замедляется до критически низких значений.

1.2 Промысловый опыт применения обратных эмульсий в нефтедобыче

Анализ показателей разработки при добыче нефти в различных геолого-физических условиях показал, что при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР), вскрытий продуктивной толщи, а также глушений скважин изменяются коллекторские свойства призабойной зоны пласта (ПЗП). Наиболее сильное влияние оказывают технологические жидкости, применяемые в различных промысловых операциях [55–58].

Опыт разработки выявил высокую перспективность составов на углеводородной основе (известково-битумные эмульсии (ИБЭ) и ОЭ). Однако, как показали испытания в промысловых условиях, их применение ограничено технологическими сложностями в их приготовлении и регулированием их свойств, а также стабильности. Ранее отмечалось, что эмульсии могут применяться в различных областях нефтепромысловой практики [59–63].

Наибольший промысловый опыт связан с применением обратных эмульсий. Так, ОЭ положительно зарекомендовали себя в процессах первичного и вторичного вскрытия продуктивных карбонатных пластов [64–68]. К положительным характеристикам обратных эмульсий можно отнести их высокую изолирующую способность при низких реологических характеристиках [69–73]. Однако используемые в промысловой практике для стабилизации бурового раствора эмульгаторы недостаточно эффективны для задач, связанных с улучшением реологических показателей эмульсий в различных условиях.

В работах [74–77] авторами представлены результаты экспериментов, проведенных с ИБЭ и обратными водонефтяными эмульсиями в процессе первичного вскрытия пласта. Известно, что на продуктивные отложения за весь период их эксплуатации оказывает влияние вода, поступающая за счет различных источников, снижая при этом коллекторские характеристики ПЗП и увеличивая сроки освоения скважин. Многочисленными исследованиями достоверно получено отрицательное воздействие воды и возможных фильтратов на коллекторские свойства призабойной зоны пласта, а также непосредственно на процесс пуска скважины в работу [78–79]. В ходе экспериментов получена зависимость радиуса проникновения водного фильтрата от градиента давления, устанавливающая, что при увеличении градиента давления растет радиус проникновения фильтрата в пласт.

Обобщение результатов исследований, связанных с повышением эффективности процессов глушения скважин, показало развитие трех направлений данного процесса:

- обоснование перспективных жидкостей глушения, устанавливающих расчетное давление на коллектор при сохранении его коллекторских свойств;
- уточнение растворов, используемых в качестве жидкого пакера с возможностью его разрушения;
- уточнение технического оборудования и технологии использования процесса, осуществляющего ремонт скважин без глушения.

Более подробно остановимся на вторичном вскрытии пласта и соответствующих жидкостях глушения, используемых при этом. При вторичном вскрытии пластов характерно использование в качестве жидкостей глушения водных растворов хлористого кальция, кальциевой селитры, хлористого натрия, природных рассолов (бишофит) и реже, где позволяет пластовое давление, пластовую воду.

Использование обратных эмульсий в качестве технологических жидкостей для вторичного вскрытия продуктивных пластов поисковых, параметрических и поисково-оценочных скважин, когда необходимо получить наиболее достоверную геологическую информацию о месторождении имеет ряд преимуществ. Первое – достаточно высокое качество вскрытия с минимальным негативным воздействием на коллектор. Второе – технологичность применения при низких температурах и ее высокая морозостойкость.

Основными недостатками данных эмульсий являются: повышенная стоимость, сложность в приготовлении и обеспечении агрегативной устойчивости систем, а также стабильности рабочих параметров.

Для Западной Сибири используются составы эмульсий с применением Нефтенола НЗ, состоящего из хлористого кальция и дизельного топлива. Рекомендовано применение данной рецептуры для объектов с высокой температурой (до 65 °С). Успешным был опыт применения Нефтенола НЗ и нефти Холмогорского месторождения для более высоких температур (до 95 °С) [80–82].

Необходимые реологические характеристики обратных эмульсий достигаются путем варьирования соотношения углеводородной и водной фаз. В

рассматриваемом случае отмечается тенденция роста реологических характеристик ОЭ с увеличением концентрации раствора хлористого кальция. Повышенная концентрация углеводов приводит к росту электростабильности.

В работе [19] приведены результаты разработки технологии комбинированного глушения скважин для вторичного вскрытия и перфорации с применением инвертной дисперсии «Дисин». Технология аналогична технологии рассматриваемой в [65], включает последовательную закачку «Дисина» в межтрубное пространство с продавкой его жидкостью глушения на водной основе. При этом плотность «Дисина» выше, чем плотность жидкости глушения. Данный подход позволяет осуществить более качественное глушение скважины. На завершающей стадии глушения скважины после доставки всего объема жидкости глушения скважину закрывают на время, которое позволяет адсорбироваться «Дисину». При завершении технологической операции закачивают жидкость глушения.

По результатам промысловых испытаний технологии были сделаны выводы, что после применения «Дисина» скважины быстро выходят на стабильный режим эксплуатации с возрастанием продуктивности.

В работах [83-85] были проведены промысловые испытания композиций на основе Нефрас А150/330 с использованием «Дисина» как потокоотклоняющего состава. Применение «Дисина» в потокоотклоняющих технологиях связано с его способностью двигаться по поровому пространству, представленному трещинами и кавернами, кроме того, он представляет собой устойчивые эмульсии, стабилизированные ПАВ сульфатного типа и твердыми включениями, такими как мел и гидраты окиси кальция. При закачке указанной стабилизированной эмульсии в пласт происходит блокирование высокопроницаемых трещин и каверн.

Представляют интерес результаты, полученные в технологическом процессе глушения скважин после гидравлического разрыва пласта (ГРП) с применением обратных эмульсий. В данном направлении достаточно много публикаций, далее в разделе приведен их анализ.

Необходимость разработки эффективной технологии глушения скважин после проведения ГРП обусловлена особенностями состояния их призабойной зоны. Дело в том, что создание техногенных трещин, заполненных проппантом, отрицательно влияет на глушение скважин в процессе их подземных и капитальных ремонтов.

При глушении таких скважин традиционными жидкостями глушения, представленными водными растворами хлорида натрия или кальция с гидрофобизирующими добавками, происходит их поглощение по трещинам в призабойную и удаленную зоны пласта, что снижает эффективность технологической операции. С другой стороны, менее вязкая по сравнению с жидкостями глушения пластовая нефть с высоким газовым фактором по трещинам проникает в скважину с опережением, что приводит к аварийно-опасным нефтегазопроявлениям. Также актуальной является задача глушения скважин, расположенных в зонах с пониженным пластовым давлением, в частности, в стягивающих рядах отбора. Необходимо чтобы идеальная жидкость, применяемая в качестве буферной оторочки для блокирования зоны перфорации, обладала термостабильностью и обеспечивала важнейшие реологические характеристики, не позволяющие проникать кольматанту в продуктивную толщу при воздействии жидкости глушения. В случае применения эмульсии она должна иметь высокую плотность для выполнения условия закачки ее в призабойную зону, используя метод оседания, не позволяющий вытеснить ее жидкостью глушения.

Интересен опыт применения жидкости глушения после ГРП с применением инвертной дисперсии «Дисин». В работе [65] приводятся результаты исследований физико-химических, реологических и фильтрационных свойств этого состава с целью адаптации к указанному технологическому процессу.

Авторы обосновали фильтрацию инвертной дисперсионной среды через модель порового пространства пласта БС₁₆₋₂₂ Мало-Балыкского месторождения, образованного проппантом, используемым при гидроразрыве пласта. Так, градиент

давления вырос с 83 до 10000 мм рт. ст./м (Рисунок 19), т.е. фактор остаточного сопротивления достиг 120,5 при фильтрационных процессах с «Дисином».

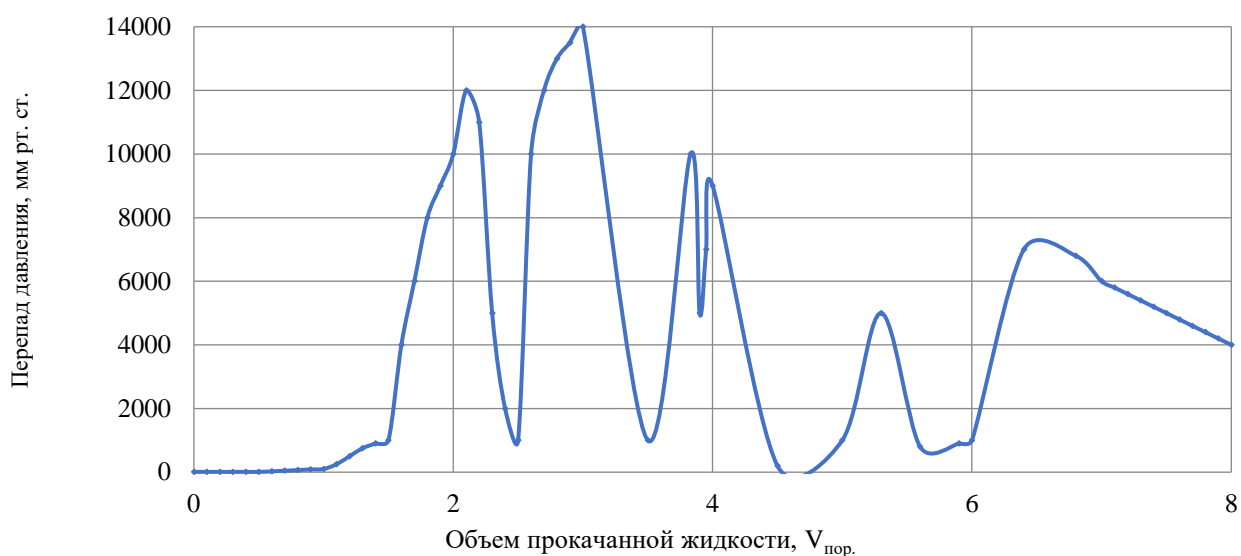


Рисунок 19 – Динамика давления при фильтрации «Дисина» через проппант

Выявлено, что применение технологии глушения на основе инвертной дисперсии «Дисин» при поглощении жидкости в скважинах после проведения ГРП также позволяет селективно изолировать водоприток.

Основными особенностями многих нефтяных месторождений являются зональная и слоистая неоднородности горизонтов по проницаемости, наличие нескольких пластов, большое содержание связанной воды, значительные запасы нефти в низкопроницаемых зонах продуктивных пластов.

При разработке неоднородных коллекторов преимущественно обводняются высокопроницаемые пропластки. Данный процесс сопровождается тем, что в низкопроницаемой зоне остаются невовлеченными значительные запасы нефти, которые можно извлечь после блокирования обводнившихся интервалов пласта. Вместе с тем, в прослоях, охваченных заводнением, капиллярные эффекты препятствуют извлечению большей части нефти. Этими процессами можно управлять, если подобрать закачиваемый состав с благоприятными условиями,

которые одновременно регулируют соотношение подвижностей, снижают межфазное натяжение на границе с нефтью.

Рассматриваемым условиям удовлетворяют эмульсии при их доставке в призабойную зону скважин.

Эмульсии прямого и обратного типов отличаются сложностью использования последних в технологическом процессе из-за высоких начальных вязкостных характеристик. Однако несмотря на это они являются эффективными блокирующими составами, в том числе благодаря вязкоупругим свойствам и селективной способности уменьшать проницаемость высокопроницаемых водонасыщенных зон пласта [86].

Далее подробно рассмотрим механизм процесса взаимодействия эмульсий с поровым пространством. Механизм действия эмульсий основан на закупорке поровых каналов и трещин глобулами микроэмульсий, при этом наиболее эффективное воздействие достигается при определенном соотношении диаметров глобул и пор, как и при кольматации пор твердыми включениями. Фильтрационные процессы в скважине с поступающей технологической жидкостью замедляются в зависимости от нахождения относительно забоя скважины, при этом образуя расширяющееся течение. Ввиду часто встречающейся неоднородности пласта фильтрация носит локальный характер, обусловленный особенностями горных пород и градиентами поля давления.

В публикации [87] даны результаты исследований, выполненных на моделях капилляра и идеальной трещины. Фильтрация жидкости проходила при определенном градиенте давления. Микроструктура потока фиксировалась под микроскопом видеокамерой. Для изучения процессов в трещинах использовалась модель – ячейка Хеле-Шоу. Пористая среда готовилась путем травления оптического стекла. Результаты экспериментов с применением обратных водонефтяных эмульсий позволили обосновать концепцию промышленных испытаний потокоотклоняющих составов.

Для повышения эффективности разработки неоднородных коллекторов применяют комплексное воздействие на пласт, а именно состоящее из кислотного воздействия на низкопроницаемую зону пласта с предварительной водоизоляцией высокопроницаемых зон обратными эмульсиями.

Механизм кислотной обработки с применением ВНЭ заключается в том, что из-за значительного размера глобул воды, по сравнению с размером пор и трещин коллектора, эмульсия фильтруется лишь в более проницаемые интервалы и не поступает в низкопроницаемые зоны пласта.

Таким образом, обеспечивается доступ кислоты, закачиваемой следом, в низкопроницаемые зоны пласта. При попадании ОЭ в нефтенасыщенную часть пласта эмульсия разжижается, а в водонасыщенной – увеличивает свою вязкость, то есть достигается селективность – блокирование эмульсией высокопроницаемой водонасыщенной зоны.

В работах [88–89] приведены результаты экспериментальных исследований с двумя типами инвертных высококонцентрированных водонефтяных эмульсий:

- с искусственным эмульгатором Нефтенолом;
- без искусственных эмульгаторов (нестабилизированная).

Авторы отмечают, что обратные эмульсии, стабилизированные твердой фазой, наделены свойствами динамической стабильности, и в критическом состоянии, при котором капли воды диспергировались из эмульсии, эмульсии сохраняли свою стабильность и не подвергались деструкции. В реологических исследованиях при использовании обратных эмульсий без стабилизирующих добавок уже на стадии приближения конуса к пластинке, в случае ее радиального движения, наблюдалась коалесценция и расслоение эмульсии в узком пространстве щели.

В работах Телина А.Г. и Ахметова А.Т. [4, 7, 9–10] экспериментально установлено, что рассматриваемые обратные эмульсии, стабилизированные твердой фазой, относятся к псевдо-пластичным жидкостям, а именно, изменение основных параметров их реологических кривых соответствует модели Оствальда-

де Ваале. Установлено, что указанная модель может характеризовать ход как в прямом, так и в обратном направлении, а закупоривающий эффект носит кратковременный характер. Учитывая, что рассматриваемая система обладает нестабильным характером, через короткое время она распадается на две фазы: водную и углеводородную.

Рассмотренный технологический процесс был реализован на различных месторождениях ОАО «Татнефть», подтвердив положительные результаты фильтрационных исследований.

Выводы по главе 1

1 Установлено, что применение осадкообразующих или гелеобразующих составов является основным методом выравнивания профилей приемистости и ограничения притока воды. Несмотря на эффективность, существенным недостатком этих методов являются высокая стоимость реагентов, сложность приготовления композиций на промысле, а также высокий индукционный период, низкая совместимость с пластовыми флюидами, низкая экологичность.

2 Приведен анализ теоретических, экспериментальных и промысловых исследований прямых и обратных водонефтяных эмульсий, стабилизированных твердой фазой, в различных геолого-физических условиях, позволяющий обосновать перспективные технологии на основе вязкоупругих составов с включением твердой фазы и эмульгаторов.

3 Отмечено, что использование эмульсионных систем позволяет изолировать высокопроницаемые обводнившиеся пропластки за счет применения комплексной технологии воздействия на пласт, предусматривающей процессы доотмыва остаточных запасов нефти за счет процессов снижения межфазного натяжения и повышения вязкостных свойств эмульсий, обеспечивая селективность процесса за счет формирования стабильных эмульсионных систем в высокопроницаемых водонасыщенных зонах.

4 Установлено, что перспективными эмульсиями являются составы, подобные инвертной дисперсии «Дисин», состоящие из компонентов высокой концентрации, в которых капли воды иммобилизованы и образуют эмульсионные пленки при контакте с нефтями конкретных месторождений, при этом ввод коллоидных частиц ведет к изменению размера капель эмульсий. При уменьшении соотношения нефть : твердая фаза время, за которое частицы адсорбируются на границе раздела нефть – вода, сокращается, предотвращая повторную коалиценцию, возникающую во время эмульгирования.

Таким образом, исследование стабилизированных обратных эмульсий с регулируемыми свойствами является перспективным направлением, реализуемым в потокоотклоняющих технологиях.

2 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, ПРИУРОЧЕННЫХ К КАРБОНАТНЫМ ОБЪЕКТАМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКОРТОСТАНА, ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Для проведения экспериментальных исследований следует установить геолого-физические особенности объекта применительно к водоизоляционным работам, включающие неоднородность объекта, наличие высокопроницаемых обводнившихся зон пласта, требующих изолирования для активизации дальнейших процессов разработки. Указанные характеристики объекта разработки являются главными характеристиками для применения обратных эмульсий, способных устанавливать изоляционные экраны в зонах интенсивной фильтрации воды, обеспечивающих селективность процесса и достигающие регулируемых свойств. В качестве экспериментальных объектов рассмотрены объекты Копей-Кубовского, Петропавловского и Югомашевского месторождений.

Копей-Кубовское месторождение приурочено к платформенной части Башкортостана. Геологический разрез пробурен до глубины 1830 м и состоит из отложений четвертичной, неогеновой, пермской, каменноугольной и девонской систем и додевонских (вендских) осадочных пород. Промышленно нефтеносными на месторождении являются отложения пашийского горизонта, среднефаменского подъяруса, заволжского надгоризонта, турнейского яруса и терригенной толщины нижнего карбона (ТТНК).

Турнейский ярус представлен известняками серыми, органогенными и органогенно-обломочными, прослоями – песчаниковидными, пористыми, местами трещиноватыми, кристаллическими с прослоями аргиллитов. Отложения яруса содержат продуктивную пачку СТ, в пределах которой открыты четыре залежи нефти. Продуктивная пачка располагается ниже кровли турнейского яруса на 2,0–7,0 м. Пачка неоднородна по своему составу, залежи нефти приурочены к

пористым и пористо-кавернозным разностям известняков. Мощность яруса 36–48 м.

Петропавловское месторождение является традиционным для платформенной части Башкортостана и приурочено к додевонским (вендским), а также девонскому, каменноугольному, пермскому и четвертичному отложениям.

Верхнепермские, четвертичные объекты изучались по результатам поискового бурения и геофизической информации. Месторождение приурочено к группе поднятий, расположенных в краевой части Южно-Татарского свода.

Тектоническое строение площади изучено по пяти маркирующим горизонтам. Это кровли сакмарского яруса, верейского горизонта, турнейского яруса, среднефаменского подъяруса и кыновского горизонта.

По всем маркирующим горизонтам основным тектоническим элементом является валообразная структура северо-восточного простирания, наметившаяся по результатам бурения скважин №№ 24, 26, 50, 51, 52, 1557 и др. К северу и северо-западу от неё расположены ещё два поднятия.

Основная структура по кровле сакмарского яруса осложнена тремя вершинами. Две из них, установленные в районе скважин №№ 50УСТ и 52УСТ, в пределах изогипсы минус 275 м имеют соответственно размеры $0,88 \times 0,25$ и $3,25 \times 0,75$ км. Третья вершина в районе скважины № 1776 оконтуривается изогипсой минус 275 м и имеет размеры $1,75 \times 0,63$ км.

Западное поднятие в районе скважин №№ 45УСТ, 48УСТ по кровле сакмарского яруса по изогипсе минус 270 м имеет размеры $3,5 \times 1,0$ км. Свод поднятий осложнён двумя вершинами. Северное поднятие в районе скважин № 1ПТП и № 9ПТП имеет незначительную амплитуду. Наиболее высокая отметка кровли сакмарского яруса минус 262 м вскрыта скважиной № 45УСТ.

По кровле верейского горизонта прослеживаются все тектонические элементы, выявленные по маркирующим горизонтам верхнего девона и нижнего карбона, но все они по оконтуривающим изогипсам имеют меньшую амплитуду, чем по турнейскому ярусу. Прогиб, разделяющий две вершины в юго-западной

части валообразной структуры по верейскому горизонту, более выражен по сравнению с турнейским ярусом.

По кровле турнейского яруса свод основной валообразной структуры осложнён пятью вершинами. Две из них, установленные в районе скважин № 50УСТ и № 1735, в пределах изогипсы минус 1270 м имеют соответственно размеры $1,50 \times 0,38$ и $1,3 \times 0,75$ км.

Следующие две выявлены в районе скважин № 28 и № 1531 соответственно, а самая восточная в районе скважины № 1557. Своды первых двух оконтуриваются изогипсами минус 1270 м, а последней – минус 1280 м. Размеры их также небольшие от 0,86 до 1,8 км \times от 0,37 до 0,5 км. В целом структура оконтуривается стратоизогипсой минус 1290 м.

По результатам бурения скважин №№ 1ПТП, 9ПТП, 1546, 1601 и др. прослеживается северное поднятие, которое неглубоким прогибом отделяется от основной валообразной структуры. Простираение его северо-западное, размеры по оконтуривающей изогипсе минус 1300 м составляют $2,75 \times 0,75$ км. Скважина № 1550, пробуренная в пределах данного поднятия, вскрыла наиболее высокую отметку минус 1281 м. Высота поднятия по изогипсе 1300 м составляет 19 м.

К северо-западу от южной периклинали основной структуры закартировано еще одно поднятие. Свод его осложнен двумя вершинами, установленными скважинами №№ 1280, 1272 и 1217, 1211. Размеры вершин в пределах изогипс минус 1250 м составляют соответственно $0,63 \times 0,25$ и $0,88 \times 0,25$ км. Наиболее высокие отметки кровли турнейского яруса минус 1245, 1246, 1249 м установлены скважинами №№ 1217, 1575, 1280 соответственно. Погружение слоев к скважине № 1258 составляет 35 м, на юг (к скважинам № 1215 и № 1201) – 36–40 м.

По крайней замыкающей изогипсе минус 1280 м размеры поднятия $3,38 \times 1,25$ км, простираение его субширотное, амплитуда по юго-восточному борту составляет 40 м.

Структурный план по кровле среднефаменского подъяруса имеет аналогичное тектоническое строение, что и структурный план по турнейскому

ярусу. Простираение и размеры всех тектонических элементов такие же, как и по турнейскому ярусу. Свод валообразной структуры осложнен пятью вершинами.

Наиболее высокие отметки кровли среднефаменского подъяруса вскрыты скважинами №№ 52УСТ, 1704, 1750, 1767 на отметках минус 1349–1350 м. По общей оконтуривающей изогипсе минус 1390 м амплитуда поднятия 40 м.

В пределах северного поднятия скважины № 1500, в своде, вскрыта наиболее высокая отметка кровли среднефаменского подъяруса – минус 1376 м. Погружение слоев на север к скважине № 1601 составляет 28 м.

Западное поднятие, отделенное от основной структуры глубоким прогибом, по оконтуривающей изогипсе 1380 м имеет размеры 3,38 × 1,10 км. Свод его, как и по турнейскому ярусу, осложнен двумя вершинами. Наиболее высокие отметки среднефаменского подъяруса вскрыты скважинами № 1280 и № 1217 на отметке минус 1336 м. Амплитуда поднятия равна 44 м.

Наиболее высокоамплитудным из трёх тектонических элементов является западное поднятие, а самым низкоамплитудным – северное. Основная структура расположена ниже западного, но выше северного купола. Скважины №№ 24УСТ, 26УСТ, пробуренные в своде основной валообразной структуры и вскрывшие полностью разрез девонских отложений, установили увеличенные толщины среднефаменских и нижнефаменских отложений на 50–60 м по сравнению со скважинами № 1ПТП и № 9ПТП на северном куполе. В последних толщины этих отложений имеют значения 230 и 223 м против 274 и 290 м в скважинах № 24УСТ и № 26УСТ.

Валообразное поднятие в районе скважин №№ 8ПТП, 24, 26, 62 по кровле среднефаменского подъяруса является структурой облекания рифового сооружения барьерного типа. Главная роль в формировании в районе скважин № 1ПТП и № 9ПТП принадлежит тектоническому фактору, поскольку в скважинах № 1ПТП и № 9ПТП вскрыты наиболее высокие отметки кыновского горизонта. Промышленно нефтеносными на месторождении являются карбонатные

отложения турнейского и фаменского ярусов, заволжского надгоризонта и терригенные отложения кыновского горизонта.

Турнейский ярус. Представлен кизеловским горизонтом, который сложен известняками. Известняки серые, пепельно-серые, плотные, глинистые, тонкокристаллические, прослоями слабокавернозные, в кровле окремнелые, участками сульфатизированные, прослоями органогенно-обломочные, желтовато-коричневые, пористые. В кизеловском горизонте промышленно продуктивна пачка СТ. Залежи нефти связаны с пористо-кавернозными и трещиноватыми коллекторами. Толщина горизонта 28–32 м.

Нефтеносность Петропавловского месторождения изучалась в процессе бурения по керну, шламу, геофизических исследований скважин (ГИС) и по результатам опробования. Нефтепроявления различной степени интенсивности отмечены по всему разрезу палеозоя, начиная от кунгурского яруса, до кыновского горизонта. Наиболее широко распространены нефтепроявления в карбонатной толще нижнего карбона, верхнего и среднего девона.

Промышленные скопления нефти на Петропавловское месторождении приурочены к стратиграфическим горизонтам: отложениям турнейского яруса (пачка СТ кизеловского горизонта), фаменского яруса (пачки $D_{зв1}$ и $D_{зв2}$ заволжского надгоризонта, $D_{фмс}$ среднефаменского подъяруса) и терригенным отложениям кыновского горизонта (пласт Дкн).

Всего пять продуктивных пластов и пачек. Основным продуктивным пластом является пачка СТ. Всего на месторождении установлено 14 залежей нефти: 3 залежи в турнейском ярусе, 7 залежей в заволжском надгоризонте, 2 залежи в фаменском ярусе, 2 залежи в кыновском горизонте.

Продуктивные породы турнейского яруса (пачка СТ кизеловского горизонта) распространены практически по всей площади месторождения. Кровельная часть турнейского яруса представлена известняками. Толщина этой пачки 4,0–6,0 м, она является непроницаемой крышкой для залежей нефти.

Количество пористых прослоев в разрезе продуктивной пачки достигает девяти. Толщина отдельных пористо-проницаемых пропластков изменяется от 0,6 до 7,2 м (скважина № 79УСТ), толщина плотных известняков между пористыми достигает 11,6 м (скважина № 1782). Общая толщина пачки достигает 38,4 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,8 до 17,4 м, составляет в среднем 8,4 м. Коэффициент расчленённости 5,08, доля проницаемых прослоев в пачке 0,46 (Таблица 1). Начальное пластовое давление в среднем по пачке составляет 15,2 МПа.

Таблица 1 – Характеристика толщин и неоднородности продуктивной пачки СТ

Толщина	Наименование		Зоны пласта		По пласту в целом
			ЧНЗ	ВНЗ	
Общая толщина, м	Среднее значение		23,2	27,5	25,2
	Интервал изменения	от	3,2	9,6	3,2
		до	33,8	38,4	38,4
Эффективная толщина, м	Среднее значение		10,8	11,9	11,4
	Интервал изменения	от	3,2	3,3	3,2
		до	17,4	24,7	24,7
Нефтенасыщенная толщина, м	Среднее значение		10,8	5,9	8,4
	Интервал изменения	от	3,2	0,8	0,8
		до	17,4	12,2	17,4
Водонасыщенная толщина, м	Среднее значение		–	5,7	5,7
	Интервал изменения	от	–	1,0	1,0
		до	–	20,1	20,1
Коэффициент песчанистости (доля коллекторов), д. ед.	Среднее значение		0,46		
Коэффициент расчлененности	Среднее значение		5,08		
Примечания: ЧНЗ – чисто нефтяная зона; ВНЗ – водонефтяная зона					

В отложениях кизеловского горизонта выявлено три залежи нефти. Все залежи пластового, сводового типа.

Залежь 1. Эффективная толщина изменяется от 3,2 до 8,0 м, средняя величина составляет 5,1 м. Нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются от 2,6 до

6,4 м, в среднем составляют 4,6 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина составила 3,5 м. Пласт представлен, в основном, тремя пропластками. Размер залежи $0,7 \times 2,4$ км, высота 15,6 м. ВНК принят на отметке минус 1302,7 м по подошве нефтенасыщенного коллектора скважины № 1ПТП. Начальное пластовое давление в среднем по залежи составляет 15,3 МПа.

Залежь 2. Преобладают толщины от 8,0 до 16 м. Нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются от 2,0 до 17,4 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежи составила 7,3 м. Размеры залежи $1,2 \times 8,4$ км, высота 42,6 м. Водонефтяной контакт занимает наклонное положение, падая с отметки минус 1295,0 м на северо-востоке до минус 1302,0 м на юго-западе. ВНК принят в пределах отметок минус 1295,0–1302,0 м. Начальное пластовое давление в среднем по залежи составляет 15,8 МПа.

Залежь 3. Максимальная нефтенасыщенная толщина 12,2 м вскрыта скважиной № 1591, минимальная 0,8 м (скважина № 1535), средняя величина составляет 8,0 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина составила 6,6 м. Самая большая толщина установлена в средней части залежи. Размеры залежи составили $0,9 \times 3,0$ км, высота 28,9 м. Условный контур нефтеносности принят на отметке минус 1280,0 м. Начальное пластовое давление в среднем по залежи составляет 14,6 МПа.

Промышленные скопления нефти Югомашевского месторождения установлены в карбонатных отложениях среднего карбона (пачки $C_{кш4}$, $C_{в1}$, $C_{в3}$, $C_{в4}$, $C_{бш}$), ТТНК (пласты $СII$, $СIV0$, $СIV$, $СV$, $СVI0.1+2$, $СVI0.3$, $СVI$), в карбонатах турнейского яруса ($СТкз1$), фаменского яруса (пачки $D_{фм1}$, $D_{фм2}$, $D_{фм3}$), аскынского горизонта (пачка $D_{ас}$) и в ТТД (пласты $D_{кн1}$, $D_{кн2}$, DI). Нефтеносность подтверждается опробованием. Всего в разрезе месторождения выделяются 20 пластов (пачек).

Основными по значимости являются карбонаты башкирского яруса (пачка $C_{бш}$) и верейского горизонта (пачка $C_{в3}$). В них сосредоточено 44,4 % геологических

запасов Югомашевского месторождения. Промышленная ценность продуктивных отложений установлена в процессе опробования и эксплуатации скважин.

Нефтеносность продуктивной пачки $C_{\text{бш}}$ связана с верхней частью пачки башкирского яруса. Выявленные залежи в продуктивной пачке по всей площади подстилаются водой и по своему строению относятся к типу массивных.

Пачка представлена коллектором во всех скважинах (коэффициент распространения равен 1,0). В подавляющем большинстве пачка представлена тремя и более прослоями (коэффициент расчлененности равен 7,4). Доля содержания коллекторов в продуктивной пачке $C_{\text{бш}}$ составляет 0,294. Средняя эффективная толщина пачки составляет 8,7 м.

В известняках пачки $C_{\text{бш}}$ выявлено 6 залежей нефти. Начальное пластовое давление составляет 8,0 МПа.

Залежь 1–2 – самая большая по пачке $C_{\text{бш}}$, является основной. Залежи оконтурены единым контуром нефтеносности. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина равна 3,4 м. ВНК принят в интервале абсолютных отметок минус 845,0–856,9 по данным опробования и ГИС. Отмечается понижение отметок ВНК с востока на запад от 845,0 до 856,9 м. Размер залежи $17,8 \times 12,9$ –2,3 км, высота составляет 32,1 м.

Югомашевское месторождение относится к типовым месторождениям северной части Башкирии. Геологический разрез вскрыт до отметки 2359 м и состоит из отложений четвертичной, неогеновой, пермской, каменноугольной и девонской систем и вендско-рифейского комплекса осадков.

Месторождение расположено в северо-западной части Башкирского свода в области рифового палеошельфа, в пределах которого выделен верхнефранско-нижнефаменский барьерный риф (Орьебаш-Максимово-Татышлинская полоса нефтеносных биогермных массивов), включающий в себя и локальные поднятия. В пределах основных поднятий расположены более мелкие структурные осложнения, и имеются случаи слияния отдельных участков в единые структурные формы.

На месторождении наблюдается хорошее соответствие структурных планов нижнепермских, средне- и нижнекаменноугольных отложений и фаменских отложений. Структурный план отложений терригенного девона отличается от вышележащих горизонтов и, видимо, ТТД формировался под влиянием самостоятельных структурно-тектонических факторов.

Структурный план месторождения кыновского горизонта представляет собой ряд локальных поднятий, группирующихся в три параллельно вытянутые тектонические линии северо-западного простирания, отделенных друг от друга неширокими прогибами.

По вышележащим маркирующим горизонтам – тульскому реперу, верейскому горизонту и артинскому ярусу тектоническое строение Югомашевского месторождения представляется в виде ряда тектонических линий поднятий северо-западного простирания, отделенных друг от друга прогибами.

При совместном рассмотрении вышеперечисленных карт наблюдается соответствие структур в плане с незначительным смещением сводовых частей отдельных поднятий в северо-западном или северо-восточном направлении по отношению к кыновскому структурному плану.

Бавлинские отложения в рассматриваемом районе изучены слабо, т.к. вскрыты лишь в самой верхней части, что не позволяет сделать определенных суждений об их тектоническом строении.

На месторождении залежи нефти находятся повсеместно по разрезу палеозоя от кунгурского яруса до вендско-рифейских отложений.

Промышленные запасы нефти сосредоточены в карбонатных отложениях среднего карбона (пачки $C_{кш4}$, $C_{в1}$, $C_{в3}$, $C_{в4}$, $C_{бш}$), ТТНК (пласты $СII$, $СIV0$, $СIV$, $СV$, $СVI0.1+2$, $СVI0.3$, $СVI$), в карбонатах турнейского яруса (пачка $СТ_{кз1}$), фаменского яруса (пачки $D_{фмс1}$, $D_{фмн2}$, $D_{фмн3}$), аскынского горизонта (пачка $D_{ас}$) и в ТТД (пласты $D_{кн1}$, $D_{кн2}$, DI).

Отложения каменноугольной системы залегают на девонских отложениях без признаков перерыва и следов размыва и представлены тремя отделами.

Башкирский ярус слагается известняками. В подошве яруса наблюдаются сильная глинистость и прослои известковистых аргиллитов. В кровле известняки становятся пористо-кавернозными и содержат промышленные залежи нефти (пачка $C_{бш}$).

Выводы по главе 2

1 Выполнен анализ геолого-физических характеристик трех месторождений (Копей-Кубовского, Петропавловского и Югомашевского) ПАО АНК «Башнефть», приуроченных к карбонатным коллекторам, характеризующимся высокой степенью расчлененности, средней пористостью, средней проницаемостью (поровыми и трещиновато-поровыми коллекторами, температурой, глубиной залегания, вязкостью нефти, плотностью).

2 Установлено, что пористость по карбонатным коллекторам составляет: на Копей-Кубовском месторождении – 0,2 ед., Петропавловском – 0,13 ед. и Югомашевского – 0,19 ед.

Проницаемость на Копей-Кубовском месторождении – 0,428 мкм², на Петропавловском – 0,015 мкм² и на Югомашевском – 450 мкм².

Вязкость на Копей-Кубовском месторождении – 12,6 мПа·с, на Петропавловском – 5,35 мПа·с и на Югомашевском – 18,6 мПа·с.

Плотность на Копей-Кубовском месторождении – 874 кг/м³, на Петропавловском – 843 кг/м³ и на Югомашевском – 870 кг/м³.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ИЗУЧАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

3.1 Анализ эффективности разработки турнейского яруса Копей-Кубовского месторождения

В отложениях турнейского яруса выявлены четыре залежи нефти. Все залежи введены в разработку в период 1958–1968 гг. В настоящее время разрабатываются три залежи. Запасы небольшой по площади и начальным запасам Залежи 3 выработаны.

На залежах сформирована система разработки с треугольным размещением скважин с расстоянием 300–400 м, плотность сетки скважин составляет 19–28 га/скв., в среднем по объекту 22,9 га/скв.

На всех залежах объекта, за исключением неразрабатываемой Залежи 3, сформирована система заводнения: на Залежи 1 – очагового внутриконтурного, на Залежи 2 – сочетание законтурного и приконтурного, на Залежи 4 – законтурного.

Законтурная закачка на Залежи 4 не оказывает заметного влияния на работу добывающих скважин даже при значительных объемах закачки (текущая компенсация до 1700 %). В последние годы несколько увеличилось и стабилизировалось пластовое давление в зоне отбора ближайших добывающих скважин. Значительная перекомпенсация не оправдана.

Закачка воды в законтурные и приконтурные скважины на Залежи 2 позволила увеличить отборы нефти и жидкости, увеличить и стабилизировать пластовое давление (Рисунок 20). При этом имеются локальные участки пониженного давления (до 9–10 МПа). Организация внутриконтурных очагов заводнения обеспечит более эффективную разработку залежи.

Внутриконтурная закачка в очаговые скважины на Залежи 1 в целом эффективна (Рисунок 21). По очагам отмечено увеличение отборов жидкости при стабилизовавшемся или увеличивающемся пластовом давлении. Однако влияние отмечается на скважинах первого ряда. В центральной части залежи, где

добывающие скважины удалены от нагнетательных и недостаточно влияние законтурных вод, выделяются зоны пониженного давления до 6 МПа. Здесь необходима организация очагов заводнения.

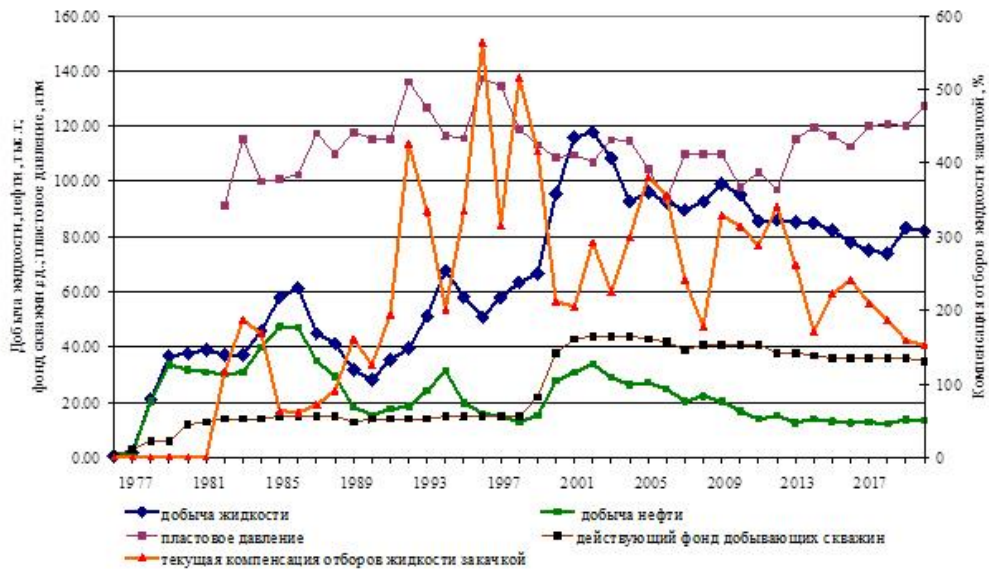


Рисунок 20 – Динамика показателей разработки Залежи 2 турнейского яруса

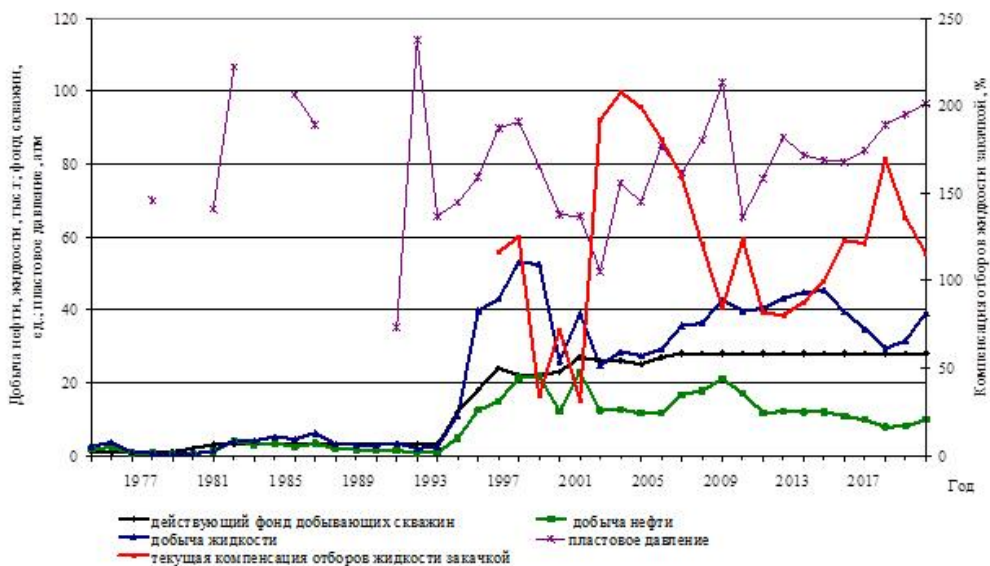


Рисунок 21 – Динамика показателей разработки Залежи 1 турнейского яруса

Текущая компенсация отборов жидкости закачкой в целом по турнейскому ярусу изменялась от 50 % до 470 %, текущая составляет 190 %. При этом по Залежи 1 компенсация составляет 115 %, по Залежи 2 – 153 %, а по Залежи 4 – 1700 %. По

Залежи 4 в последние годы компенсация значительно увеличена (с 400 % в 2010–2011 гг. до 1400–1700 % в 2017–2018 гг.), при этом не отмечено увеличение отборов жидкости и пластового давления (Рисунок 22).

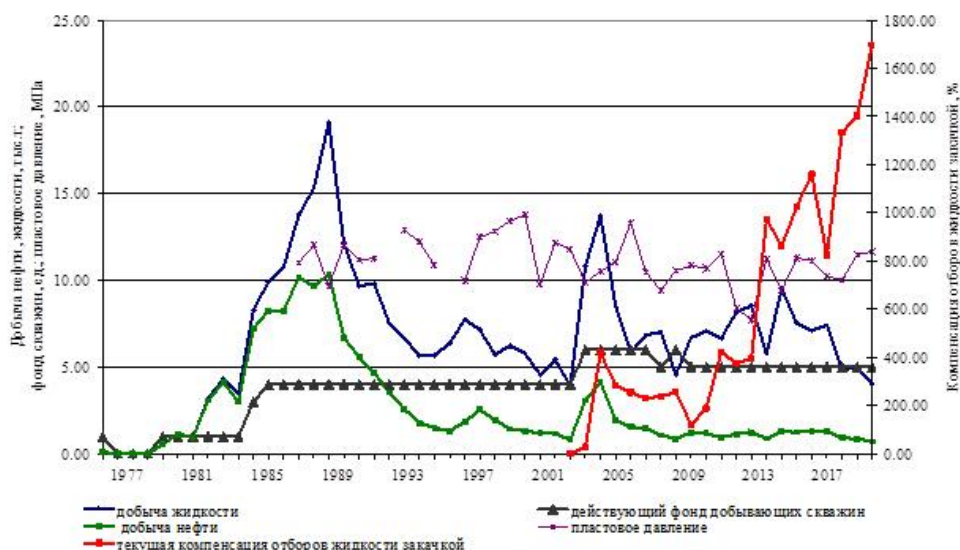


Рисунок 22 – Динамика показателей разработки Залежи 4 турнейского яруса

Сокращение непроизводительных объемов закачки не приведет к ухудшению разработки, но позволит снизить компенсацию.

На Рисунках 23, 24 приведено сравнение динамики коэффициента извлечения нефти (КИН) и темпа отбора от безразмерного времени по турнейскому ярусу Копей-Кубовского месторождения и соседних месторождений, где также эксплуатируются турнейские отложения.

В начальный период разработки увеличение темпа отбора нефти от геологических запасов по сравниваемым месторождениям по турнейскому ярусу происходит с разной динамикой. В последующие годы темпы отбора по объектам снижаются и стабилизируются на уровне 0,2–0,4 %.

Динамика КИН по турнейскому ярусу Копей-Кубовского месторождения (Рисунок 24) показывает, что достигнутый КИН составляет 0,157 д.ед. Достижение утвержденного КИН, равного 0,352 д.ед., при существующих условиях разработки

невозможно. Необходим ввод скважин и организация новых внутриконтурных очагов заводнения.

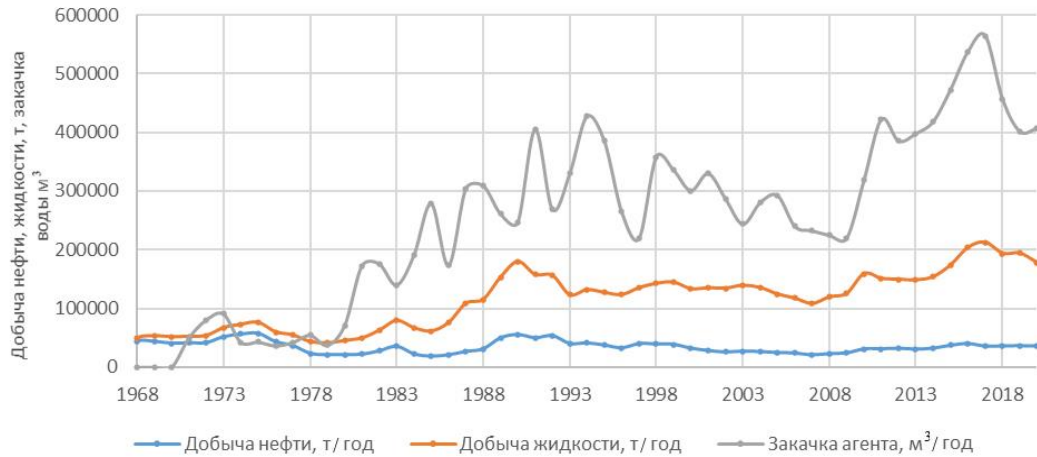


Рисунок 23 – Динамика показателей разработки залежи турнейского яруса
в целом

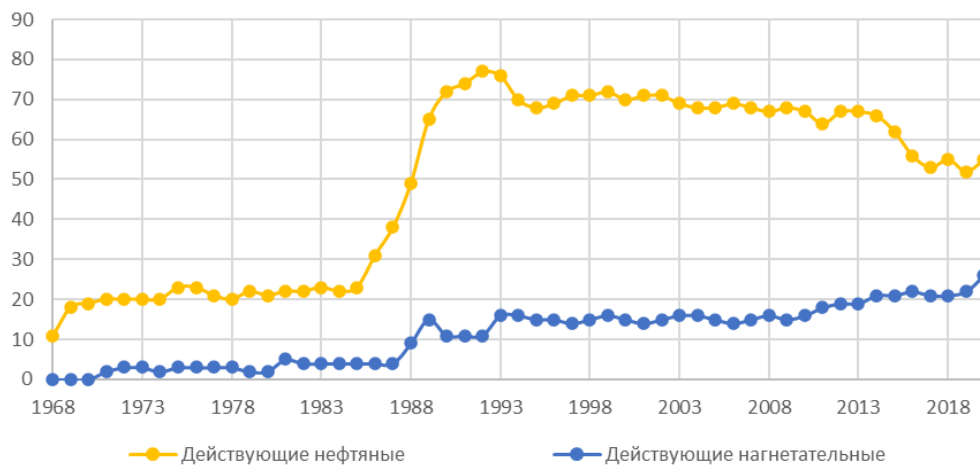


Рисунок 24 – Фонд добывающих и нагнетательных скважин

3.2 Анализ эффективности разработки турнейского яруса Петропавловского месторождения

Разработка Петропавловского месторождения началась в 1979 г. В Таблице 2 приведены основные показатели разработки в целом по месторождению и по

объектам по состоянию на 01.01.2018.

Таблица 2 – Основные показатели состояния разработки на 01.01.2018

Показатели	C _{1t}
Годовая добыча нефти, тыс. т	79,853
Накопленная добыча нефти, тыс. т	3441,98
Годовая добыча жидкости, тыс. т	201,194
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	5062,107
Текущий коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,430
Обводненность продукции скважин (по массе), %	62
Среднесуточный дебит 1 скважины, т/сут	
по нефти	3,4
по жидкости	9,8
Годовая закачка воды, тыс. м ³	263,39
Накопленная закачка, тыс. м ³	5521,45
Текущая компенсация отбора жидкости закачкой, %	78,9
Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой, %	98,7
Средняя приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут	34,36

Накопленная компенсация отбора закачкой составляет 98,7 %. Накопленная величина закачки воды по объекту составляет 5521,45 тыс. м³. Накопленный объем добычи по жидкости по объекту – 5062,107 тыс. т на дату анализа. Накопленная добыча – 3441,98 тыс. т нефти, текущий КИН – 0,366, темп отбора от начальных геологических запасов 0,84 %, от начальных извлекаемых – 2,0 %, от остаточных извлекаемых – 16,7 %.

Объект C_{1t}

Объект C_{1t} введен в разработку в 1979 г. Накопленная добыча нефти на 01.01.2014 – 3059,2 тыс. т нефти, текущий КИН 0,430, темп отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) – 1,7 %. Накопленная добыча жидкости составляет 4193,3 тыс. т. Максимальный уровень добычи нефти по объекту достигнут в 1986 г. и составил 144,5 тыс. т при действующем добывающем фонде 43 скважины. В 2014 г. годовая добыча нефти составила 57,7 тыс. т, жидкости 156,5 тыс. т. Среднегодовая обводненность 63,2 %. Средний дебит скважин по нефти 3,2 т/сут, по жидкости 8,7 т/сут. Динамика основных показателей разработки по объекту C_{1t} приводится в Таблице 3 и на Рисунках 25, 26.

Таблица 3 – Технологические показатели разработки по объекту С1т

Годы	Действующий фонд нефтяных скважин	Добыто за год, тыс.т			Добыто с начала разработки, тыс.т			Средний дебит I скважины			Действующий фонд нагнетательных скважин	Закачка, тыс.м ³		Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	Компенсация, %		Обводненность, %	КИН, дед.	ВНФ, т/т	
		нефти	воды	жидкости	нефти	воды	жидкости	по нефти, т/сут	по жидкости, т/сут	за год		с начала разработки	за год		с начала разработки	текущий			накопленный	
1979	2	3,5	0,2	3,7	3,5	0,2	3,7	12,3	12,9							4,7	0,000	0,0	0,0	
1980	2	21,5	0,3	21,8	25,0	0,5	25,5	31,5	31,9							1,3	0,004	0,0	0,0	
1981	11	38,6	3,4	42,0	63,6	3,9	67,5	17,4	18,9							8,2	0,009	0,1	0,1	
1982	16	60,8	4,8	65,6	124,5	8,7	133,1	12,7	13,7	2	0,9	0,9	88,0	1,0	0,5	7,3	0,017	0,1	0,1	
1983	26	89,3	7,4	96,7	213,7	16,1	229,8	12,5	13,5	3	57,4	58,2	114,9	25,2	10,8	7,7	0,030	0,1	0,1	
1984	37	124,1	8,0	132,1	337,8	24,1	361,9	11,4	12,1	5	98,5	156,8	110,1	27,1	16,8	6,1	0,047	0,1	0,1	
1985	42	143,3	13,3	156,6	481,1	37,4	518,5	10,3	11,2	5	153,2	310,0	155,5	32,6	21,5	8,5	0,068	0,1	0,1	
1986	43	144,5	19,0	163,5	625,6	56,4	682,0	9,6	10,8	5	200,9	510,9	173,5	49,5	28,2	11,6	0,088	0,1	0,1	
1987	43	141,3	16,9	158,2	766,9	73,3	840,2	9,3	10,4	5	242,8	753,7	178,4	68,6	35,7	10,7	0,108	0,1	0,1	
1988	44	131,7	14,2	145,9	898,7	87,5	986,1	9,1	10,1	7	226,4	980,1	138,5	71,8	41,1	9,7	0,126	0,1	0,1	
1989	41	139,5	19,3	158,7	1038,1	106,7	1144,9	9,6	10,9	9	151,7	1131,8	56,1	59,7	43,6	12,1	0,146	0,1	0,1	
1990	41	128,1	21,5	149,6	1166,3	128,2	1294,5	8,8	10,3	9	136,3	1268,1	53,2	62,3	45,7	14,4	0,164	0,2	0,1	
1991	41	130,9	21,0	151,9	1297,1	149,2	1446,3	9,0	10,4	9	155,6	1423,7	58,1	71,7	48,4	13,8	0,182	0,2	0,1	
1992	41	120,3	24,4	144,8	1417,5	173,6	1591,1	8,4	10,1	10	149,1	1572,8	55,7	70,3	50,4	16,9	0,199	0,2	0,1	
1993	42	113,5	25,4	138,9	1530,9	199,0	1730,0	7,9	9,7	11	149,0	1721,8	41,6	69,0	51,9	18,3	0,215	0,2	0,1	
1994	42	109,0	22,4	131,4	1640,0	221,4	1861,4	7,7	9,2	11	158,6	1880,4	45,5	78,4	53,7	17,0	0,230	0,2	0,1	
1995	41	102,0	24,0	126,0	1742,0	245,4	1987,4	7,1	8,8	11	150,4	2030,8	42,4	74,4	55,0	19,0	0,245	0,2	0,1	
1996	41	93,5	22,6	116,1	1835,5	268,0	2103,5	6,5	8,1	11	146,7	2177,5	39,2	79,4	56,3	19,5	0,258	0,2	0,1	
1997	41	86,3	25,3	111,6	1921,7	293,4	2215,1	6,1	7,8	11	149,3	2326,8	41,1	91,7	58,0	22,7	0,270	0,3	0,2	
1998	43	85,9	28,3	114,2	2007,6	321,7	2329,3	6,0	8,0	11	139,6	2466,4	37,0	80,2	59,0	24,8	0,282	0,3	0,2	
1999	45	90,5	32,8	123,3	2098,1	354,5	2452,6	6,4	8,7	11	139,5	2605,9	37,0	72,6	59,6	26,6	0,295	0,4	0,2	
2000	45	93,6	35,7	129,3	2191,8	390,2	2582,0	6,1	8,4	11	139,2	2745,1	36,7	68,8	60,1	27,6	0,308	0,4	0,2	
2001	48	85,9	34,1	119,9	2277,6	424,3	2701,9	5,4	7,5	11	138,1	2883,2	36,6	75,3	60,7	28,4	0,320	0,4	0,2	
2002	47	80,4	43,2	123,6	2358,0	467,5	2825,5	4,9	7,6	11	134,8	3018,0	35,9	76,0	61,3	35,0	0,331	0,5	0,2	
2003	50	75,7	47,7	123,4	2433,6	515,2	2948,9	4,6	7,5	11	134,8	3152,8	36,3	75,3	61,9	38,7	0,342	0,6	0,2	
2004	49	74,4	46,5	120,9	2508,1	561,8	3069,8	4,4	7,2	11	132,7	3285,5	35,5	72,3	62,2	38,5	0,352	0,6	0,2	
2005	51	70,8	43,6	114,4	2578,9	605,4	3184,2	4,3	6,9	11	127,2	3412,7	33,7	73,5	62,6	38,5	0,362	0,6	0,2	
2006	50	68,6	47,8	116,4	2647,4	653,2	3300,6	4,1	6,9	11	143,9	3556,7	38,3	85,1	63,4	41,1	0,372	0,7	0,2	
2007	50	63,7	47,9	111,5	2711,1	701,1	3412,1	3,8	6,6	11	143,7	3700,3	38,4	90,2	64,2	42,9	0,381	0,8	0,3	
2008	51	58,6	49,5	108,0	2769,6	750,5	3520,2	3,3	6,1	11	110,8	3811,1	29,8	79,3	64,6	45,8	0,389	0,8	0,3	
2009	51	53,3	50,7	104,1	2823,0	801,3	3624,2	3,0	5,8	11	106,9	3918,1	29,3	80,9	65,0	48,7	0,397	1,0	0,3	
2010	51	59,0	60,4	119,4	2882,0	861,7	3743,7	3,3	6,7	11	145,9	4064,0	36,6	90,3	65,7	50,6	0,405	1,0	0,3	
2011	51	58,6	77,2	135,8	2940,5	938,9	3879,4	3,3	7,6	11	116,2	4180,2	29,3	83,6	94,1	56,9	0,413	1,3	0,3	
2012	51	61,0	96,3	157,3	3001,5	1035,2	4036,8	3,4	8,6	11	115,7	4295,8	29,8	73,0	93,4	61,2	0,422	1,6	0,3	
2013	51	57,7	98,9	156,5	3059,2	1134,1	4193,3	3,2	8,7	11	123,5	4419,3	31,6	78,9	92,9	63,2	0,430	1,7	0,4	

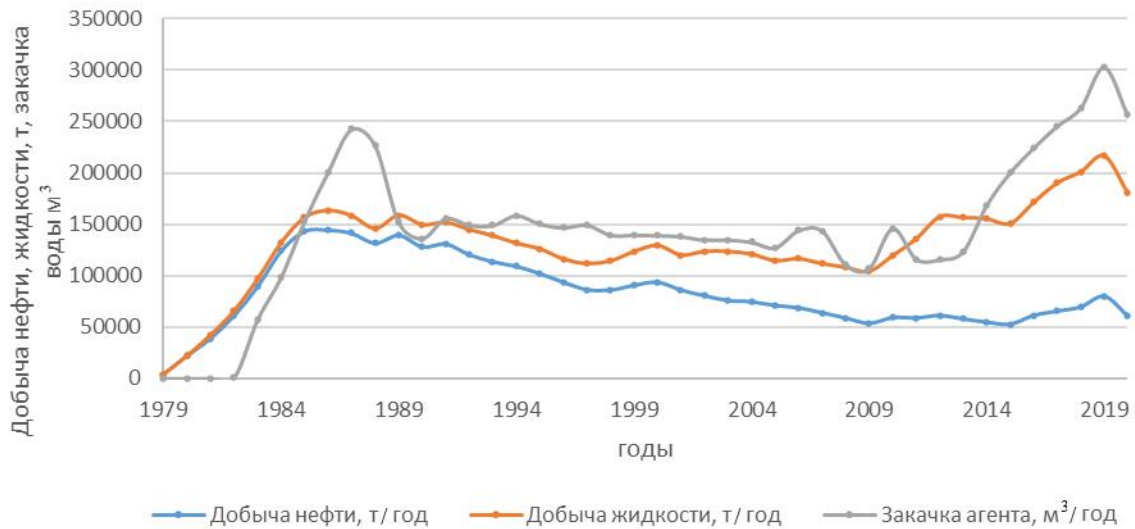


Рисунок 25 – Технологические показатели разработки объекта C_{1t} . Добыча нефти, жидкости, закачка воды, обводненность

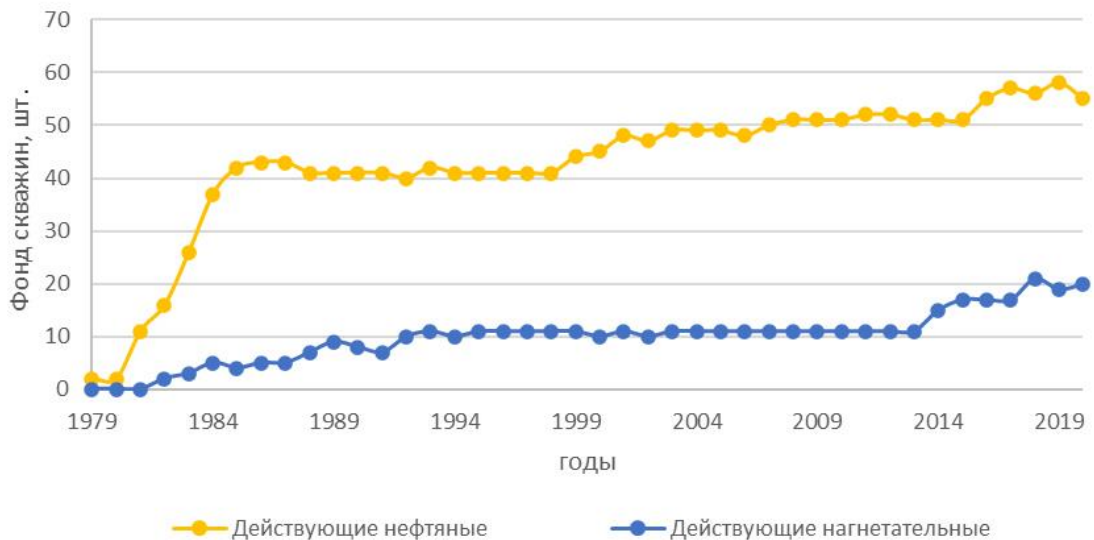


Рисунок 26 – Технологические показатели разработки объекта C_{1t} . Дебиты нефти, жидкости, приемистость, фонд скважин

3.3 Анализ эффективности разработки $C_{6ш}$ Югомашевского месторождения

Объект $C_{6ш}$ является основным по годовой добыче нефти объектом разработки, на него приходится 62 % от годовой добычи нефти месторождения.

Введен в разработку в 1967 г. вводом в эксплуатацию скважины № 56ТЕП с безводным дебитом нефти 7 т/сут.

Разработка осуществляется с помощью очагово-избирательной системы заводнения. В основном объект разбурен по треугольной сетке 300×300 и 400×400 м. Текущая плотность сетки скважин составляет 18,2 га.

На 01.01.2013 в эксплуатации находятся 533 добывающие скважины, из них 476 действующих и 57 бездействующих. Действующий эксплуатационный фонд скважин является механизированным и преимущественно оборудован центробежными насосами (21), штанговыми (446), диафрагменными (9).

В контрольном фонде 27 пьезометрических скважин, в ожидании ликвидации – 25.

Ликвидирована 1 скважина после эксплуатации.

В нагнетательном фонде 117 действующих скважин, 12 – бездействующих.

В ожидании ликвидации 2 скважины, 2 скважины ликвидированы после эксплуатации.

Распределение действующих добывающих скважин по дебитам и обводненности приводится на Рисунке 27.

С обводненностью менее 10 % работают 2 скважины (0,4 %), в интервале от 10,1 % до 20 % – 25 скважин (5,3 %), от 20,1 % до 50 % – максимальное количество скважин фонда 236 (49,6 %), от 50,1 % до 90 % – 97 скважин (20,4 %), от 90,1 % до 95 % – 18 скважин (3,8 %), от 95,1 % до 98 % – 36 скважин (7,6 %) и более 98 % – 62 скважины (13,0 %). Более половины фонда (55,3 %) работает с обводненностью продукции до 50 %.

Дебиты по жидкости менее 1 т/сут имеют 42 скважины (8,8 %). В интервале от 1 до 2 т/сут находятся 73 скважины (15,3 %), от 2,1 до 3 т/сут – 46 скважин (9,7 %), от 3,1 до 5 т/сут – 71 скважина (14,9 %). Таким образом, почти половина фонда (232 скважины, или 48,7 % фонда) с дебитами до 5 т/сут. Дебиты от 5,1 до 10 т/сут имеют 116 скважин (24,4 %), от 10,1 до 20 т/сут – 79 скважин (16,6 %), от

20,1 до 50 т/сут – 45 скважин (9,5 %), оставшиеся 4 скважины (0,8 %) – от 50,1 до 100 т/сут.

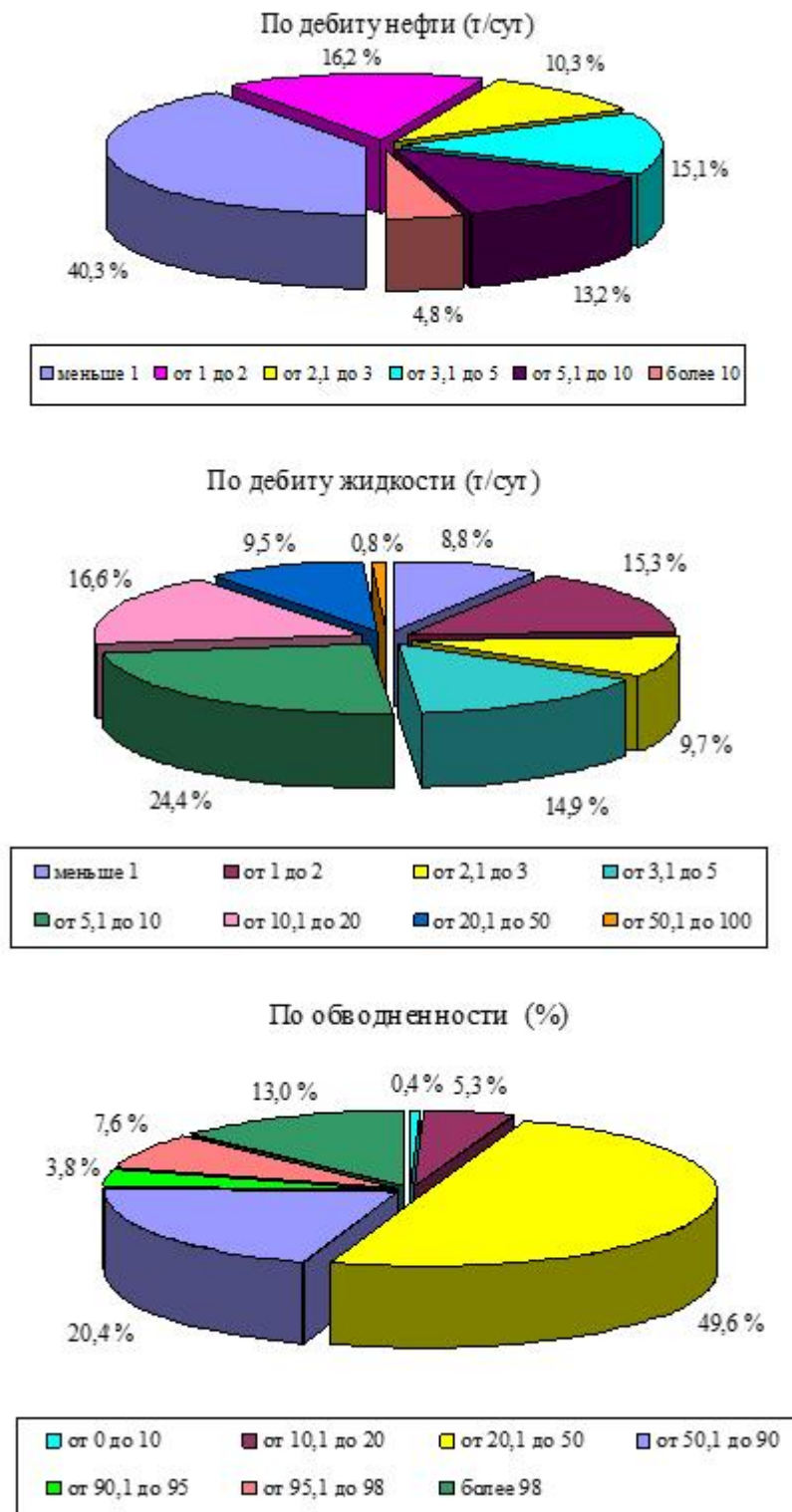


Рисунок 27 – Изменение добывающих скважин по дебитам жидкости и нефти, обводненности добываемой продукции по объекту С_{бш}

Дебиты нефти 192 скважин (40,3 %) менее 1 т/сут, 77 скважин (16,2 %) находятся в интервале от 1 до 2 т/сут, 49 скважин (10,3 %) – от 2,1 до 3 т/сут, 72 скважин (15,1 %) – от 3,1 до 5 т/сут, 63 скважин (13,2 %) – от 5,1 до 10 т/сут, 23 скважин (4,8 %) более 10 т/сут.

Таким образом, большая часть фонда (318 скважин, или 66,8 % фонда) работает с дебитами по нефти до 3 т/сут.

Следовательно, скважины, эксплуатирующие объект С_{бш}, являются малодебитными, по жидкости до 5 т/сут и по нефти до 3 т/сут.

По состоянию на 01.01.2013 в эксплуатации перебивало 732 добывающие скважины и 141 нагнетательная (132 из них после отработки на нефть).

Накопленная добыча нефти по объекту составляет 36,2 % от накопленной добычи по месторождению.

Распределение фонда добывающих скважин по накопленной добыче нефти по объекту С_{бш} приводится на Рисунке 28.

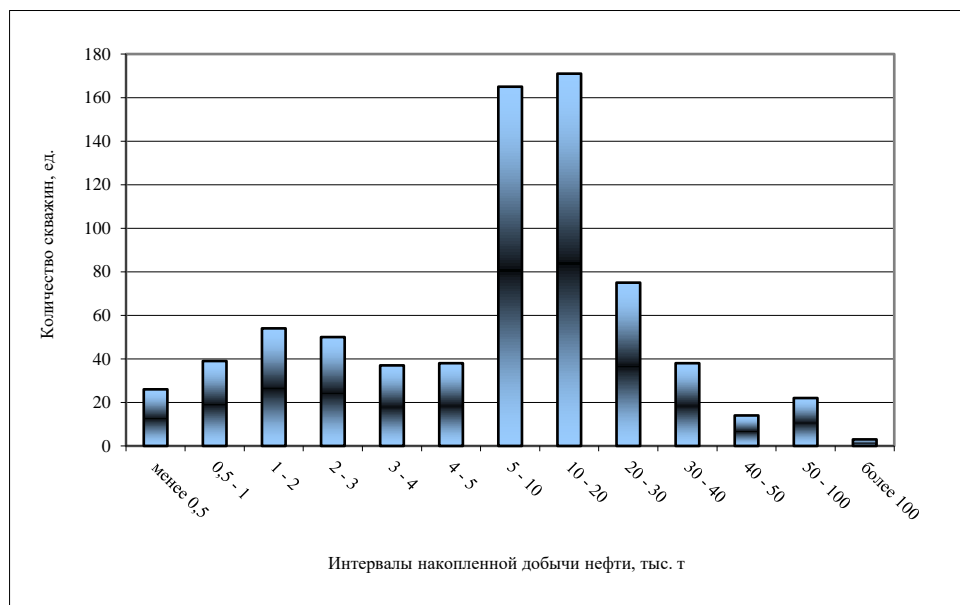


Рисунок 28 – Динамика скважин по накопленной добыче нефти по объекту С_{бш}

Накопленные показатели по добыче нефти менее 0,5 тыс. т имеют 26 скважин (3,6 %), 218 скважин (29,8 %) находятся в группе от 0,5 до 5 тыс.т.

В интервале от 5 до 10 тыс. т находится 165 скважин (22,5 %), накопленную добычу нефти от 10 до 20 тыс. т имеет 171 скважина (23,4 %).

В интервале от 20 до 50 тыс. т состоят 127 скважин (17,3 %), накопленная добыча нефти от 50 до 100 тыс. т приходится на 22 скважины (3,0 %), на 3 скважины (0,4 %) – накопленная добыча нефти более 100 тыс. т.

Распределение фонда добывающих скважин по накопленной добыче жидкости по объекту С_{бш} приводится на Рисунке 29.

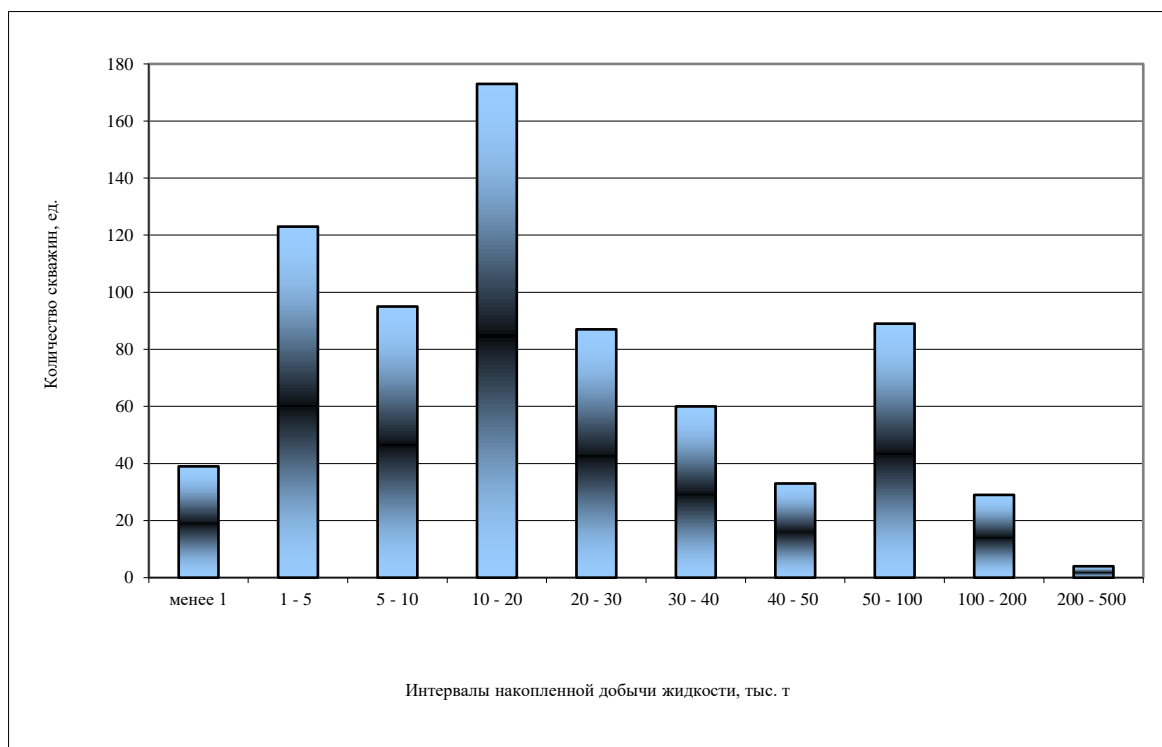


Рисунок 29 – Динамика скважин по накопленной добыче жидкости по объекту С_{бш}

Накопленные показатели по добыче жидкости менее 1 тыс. т имеют 39 скважин (5,3 %). В интервале от 1 до 5 тыс. т находится 123 скважины (16,8 %), от 5 до 10 тыс. т – 95 скважин (13,0 %), от 10 до 20 тыс. т – 173 скважины (23,6 %), от 20 до 50 тыс. т – 180 скважин (24,6 %), от 50 до 200 тыс. т – 118 скважин (16,1 %).

Остальные 4 скважины (0,5 %) имеют накопленную добычу жидкости свыше 200 тыс. т.

Таким образом, более половины фонда скважин имеют накопленную добычу нефти и жидкости менее 20 тыс. т, в интервал вошли скважины объекта, пробуренные в последние годы. Различие в накопленной добыче нефти по месторождению связано с тем, что скважины пробурены в различных геологических условиях, имеют разные значения начальных нефтенасыщенных толщин (от 0,2 до 10,4 м) и различные фильтрационно-емкостные свойства пласта. Динамика основных технологических показателей разработки объекта $C_{бш}$ приведена на Рисунках 30, 31.

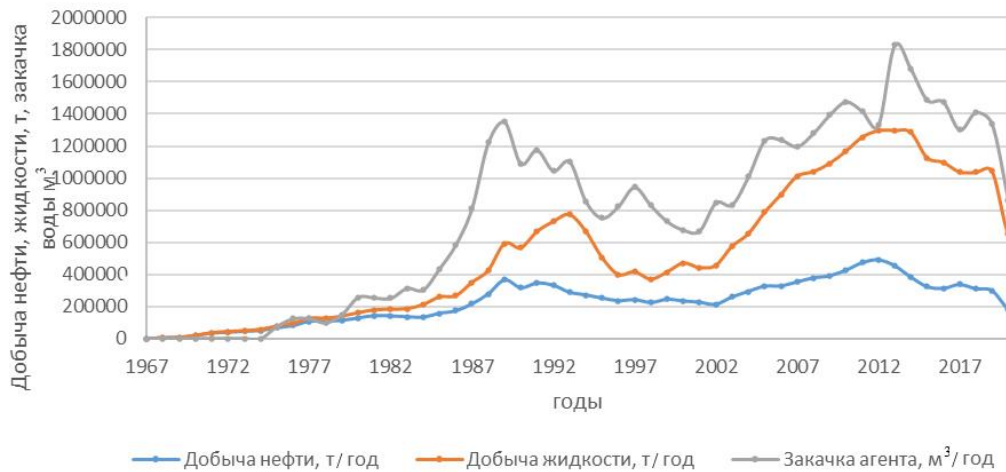


Рисунок 30 – Изменение годовых показателей добычи, закачки и обводненности объекта $C_{бш}$

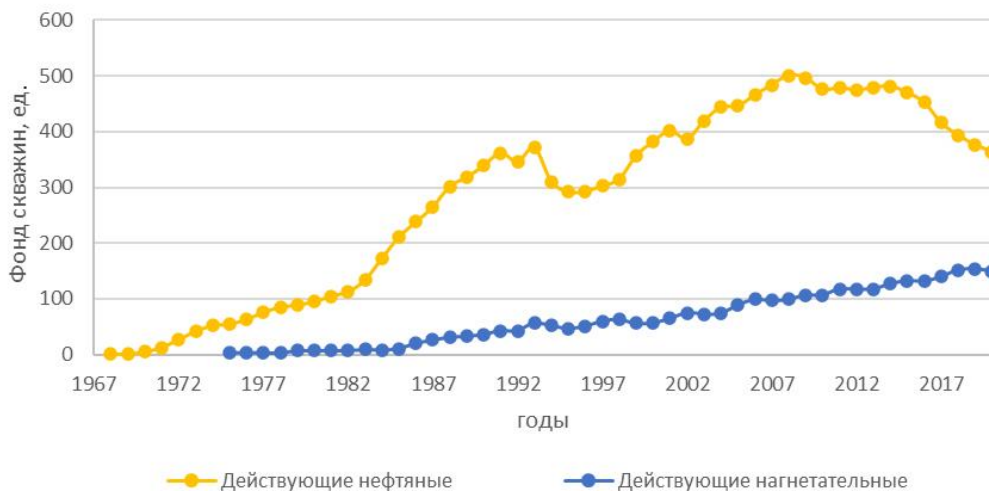


Рисунок 31 – Динамика фонда объекта $C_{бш}$

До 1996 г. шло разбуривание объекта наклонно-направленными скважинами. После 1996 г. ведется активное бурение горизонтальных скважин, по которым выявлена высокая эффективность работы.

За период с 1996 г. по 2012 г. пробурено 129 горизонтальных скважин (ГС), в том числе 1 нагнетательная. Накопленная добыча нефти по ГС составила 1589,5 тыс. т.

Максимальная добыча нефти 490,9 тыс. т достигнута в 2012 г., действующий фонд скважин при этом составил 476 добывающих, 117 нагнетательных, соотношение добывающих скважин к нагнетательным 4 : 1. Максимальный уровень добычи жидкости 1298,0 тыс. т также достигнут в 2012 г. За 2012 г. по объекту добыто нефти 490,9 тыс. т (темп отбора 2,4 % от НИЗ, 4,5 % от остаточных извлекаемых запасов), жидкости 1298,0 тыс. т. Обводненность добываемой продукции 62,2 %. Средний дебит скважин по нефти 3,0 т/сут, по жидкости 7,9 т/сут.

Система поддержания пластового давления (ППД) на объекте освоена с 1975 г. За 2012 г. закачано 1328,1 тыс. м³ воды при действующем нагнетательном фонде 117 скважин.

Средняя приемистость нагнетательных скважин 37,6 м³/сут, текущая компенсация отбора закачкой 101,9 %.

На 01.01.2013 по объекту С_{бш} отобрано 9686,0 тыс. т нефти. Удельная добыча составляет 13,2 тыс. т на одну скважину, находящуюся в добыче.

Накопленная добыча жидкости составляет 20248,9 тыс. т (27,7 тыс. т на одну скважину, находящуюся в добыче).

Накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) 1,1 т/т.

Накопленный объем закачки составляет 30707,8 тыс. м³ воды, накопленная компенсация отбора закачкой 145,1 %.

Текущий КИН 0,210 при проектном 0,437, отбор от НИЗ 48,1 %.

Объект С_{бш} находится на второй стадии разработки, в данный момент ведется добуривание объекта. Система ППД сформирована.

Выводы по главе 3

Выполнен анализ показателей разработки турнейского яруса Петропавловского и Копей-Кубовского месторождений и башкирского яруса Югомашевского месторождения. Указанные объекты характеризуются низкими дебитами добываемой продукции, высокой обводненностью. Компенсация отборов жидкости закачкой составляет более 190 %. Для данных объектов необходимо регулировать фильтрационные потоки путем изолирования обводнившихся высокопроницаемых пропластков закачкой различных потокоотклоняющих составов с целью повышения коэффициента охвата пласта заводнением и снижением обводненности продукции скважин и повышения дебитов.

4 ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ СОСТАВОВ ЭМУЛЬСИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКОРТОСТАНА

Из нефтяной практики разработки неоднородных карбонатных коллекторов, находящихся на поздней стадии, следует, что успешность процессов интенсификации добычи нефти зависит от величины фактора остаточного сопротивления, характеризующегося степенью снижения проницаемости пласта и способов регулирования прочностных характеристик изоляционных составов, используемых для блокирования высокопроницаемых обводнившихся зон пласта. Одной из перспективных технологий, используемых для указанных целей, являются водоизоляционные составы на основе прямых и обратных эмульсий []. Известно, что эмульсии, содержащие мелкодисперсную твердую фазу (эмульсии Пикеринга приобретают дополнительную устойчивость и усиление структурно-механических свойств. В связи с безусловной перспективностью обратных и прямых эмульсий проведены экспериментальные исследования для обоснования оптимальных составов для выравнивания профиля приемистости и ограничения водопритоков из доступных компонентов, обеспечивающих технологичность процесса в промысловых условиях.

Экспериментальные исследования состояли из следующих этапов:

- Установление зависимости агрегативной и седиментационной устойчивостей обратных эмульсий при их приготовлении в условиях высоких скоростей перемешивания для обеспечения оптимальной дисперсности, установленной для достижения эффекта затухания фильтрации в моделируемых условиях пласта.

- Обоснование реологических характеристик обратных эмульсий с различным содержанием твердой фазы (хризотила или аэросила) для предварительной оценки изолирующих свойств эмульсий, характеризующихся изменением напряжения сдвига при различных скоростях сдвига.

- Оценка эффекта динамического запираания обратных эмульсий при различных содержаниях твердой фазы.

- Определение критического градиента давления, предопределяющего прорыв фильтрующейся жидкости через эмульсионный состав, заполняющий насыпную модель для прямых эмульсия и модель идеальной трещины для обратных.

Для приготовления всех эмульсий использовалась одинаковая технология приготовления. В емкость наливались нефть и необходимое количество эмульгатора (4 % объемн.). Далее производилось перемешивание с частотой 500–600 об./мин. Спустя несколько минут частоту оборотов повышали до 3600 об./мин и добавляли с помощью дозатора воду по каплям и хризотил малыми порциями. После этого перемешивание продолжалось в течение 30 мин [54]. В качестве эмульгатора использовался Девон 4в марка А.

В ходе работ было установлено, что при низкой концентрации эмульгатора (менее 1 %) эмульсии с добавлением хризотила в количестве 1% являются нестойкими и разрушаются практически сразу после приготовления (Рисунок 32).

В связи с этим дальнейшие эксперименты проводились с эмульсиями, содержащими эмульгатор Девон 4в марка А в количестве 4 %, показывающие большую устойчивость к расслоению.

Указанные эмульсии перемешивались при частоте 100–300 об./мин. Для сравнения в качестве базовых эмульсий были приготовлены образцы без добавления твердой фазы и эмульгатора, в которых наблюдалось расслоение состава.

Устойчивость эмульсий проверялась при их выдержке в течение суток при комнатной температуре.

С целью уточнения коагуляционной способности обратных эмульсий (с добавлением дисперсной фазы и без) в зависимости от вязкости нефтей, отобранных с различных месторождений, влияющей на процесс коалесценции проведены реологические исследования.



Рисунок 32 – Эмульсия (29 % нефти, 70 % воды) с добавлением 1 % эмульгатора и 0,1 % хризотила

Реологические характеристики ОЭ (зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига) устанавливались с применением современного высокоточного реометра HAAKE MARS III методом двойного конуса-пластины (Рисунок 33).



Рисунок 33 – Модульная реометрическая платформа HAAKE MARS III

Прибор представляет собой модульную реометрическую платформу HAAKE MARS III, разработанную для решения различных реологических задач. Платформа реометра сконструирована на раме с двумя вертикальными несущими, которая изготавливается как единое целое методом высокоточного литья. Такая конструкция отвечает требованиям по жесткости и прочности при статических и динамических нагрузках.

Рама отличается оптимальным распределением усилий, в отличие от всех других реометров, причём действующие усилия распределены в одной плоскости, что препятствует расхождению измерительного зазора при значительных сдвиговых и нормальных усилиях.

На приборе HAAKE MARS проводятся реологические измерения в режимах Controlled Rate (CR), Controlled Stress (CS), Controlled Deformation (CD) при вращении и в режимах CS и CD при осцилляциях. Результаты эксперимента изложены далее.

Высококонтрированные ОЭ обладают гидродинамической особенностью – высокой вязкостью, значительно превышающей вязкость несущей фазы. При их течении в капиллярах и пористой структуре проявляется эффект динамического запираания, который заключается в том, что течение жидкости, несмотря на постоянно действующий перепад давления, практически прекращается [4-8].

Дальнейшие эксперименты были связаны с определением эффекта динамического запираания и выполнялись на стеклянных капиллярах длиной 2 см и диаметром 100 мкм. Фильтрация инициировалась путем движения эмульсий при большом давлении, подаваемом на вход капилляра. На выходе из него давление устанавливалось на уровне атмосферного. Расход обратной эмульсии определялся на весах типа НМ-200, соединенных с компьютером. С применением микроскопа изучалась структура течения потока, а с помощью цифровой видеокамеры велась фиксация результатов. Значения веса считывались с показаний электронных весов с интервалом 1 с, поэтому экспериментальные точки там, где изменения веса происходят медленно и сливаются в сплошную линию. При рассмотрении эффекта

динамического запираания, наблюдаемого в капилляре, использовали микроскоп и визуализировали с применением видеокамеры. В виде примера на Рисунке 34 приведены микровидеоизображения структуры течения эмульсии в цилиндрическом микроканале (диаметр 100 мкм) при перепаде давления 200 кПа.

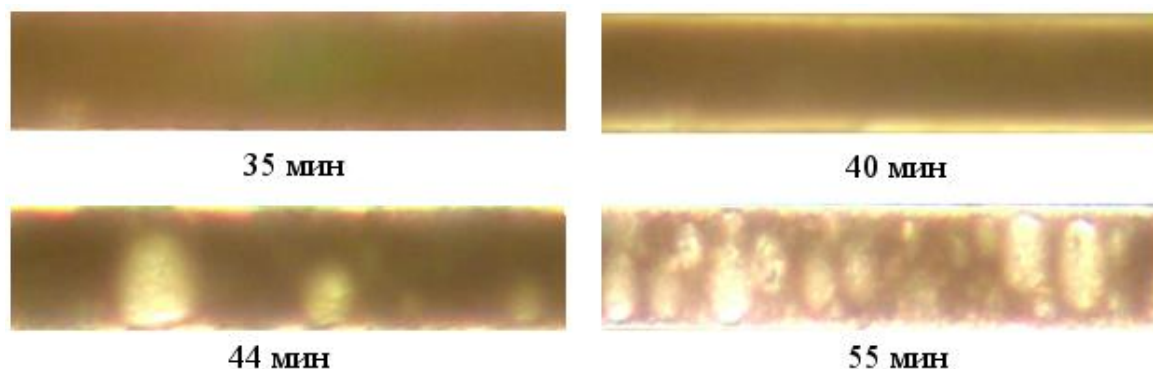


Рисунок 34 – Микровидеоизображения структуры течения эмульсии в цилиндрическом микроканале (диаметр 100 мкм) при перепаде давления 200 кПа

Следует отметить, что визуализация рассматриваемого процесса показала, что в стационарном потоке наблюдается однородное состояние в течение 35 минут (кадр 1), в случае наблюдения эффекта динамического запираания затухающее состояние через 55 минут, изображенное на кадре 4, определяет 3 состояния: нефтяная – прозрачная, обратная эмульсия – белая (за счет рассеивания света), и выделившаяся вода – прозрачная, ограниченная менисками.

4.1 Результаты исследования обратных эмульсий с добавлением твердой фазы, полученных на высоких скоростях перемешивания

Выполнены исследования ОЭ с включением хризотила, полученные при высоких скоростях перемешивания, в ходе которых уточнена дисперсность обратных эмульсий с применением микроскопа, позволяющим определить седиментационную и агрегативную устойчивости. Выбор в качестве твердой дисперсной фазы хризотила или аэросила обусловлен особенностями их строения.

В частности, структура асбеста представляет собой плоскостные молекулы хризотилового асбеста, имеющего слоистую несимметричную структуру, вследствие чего она сворачивается в тонкую трубочку. Диаметры этих простейших игольчатых кристаллов хризотила от 10 до 30 нм. По микроструктуре хризотил представляет собой сростки различных игольчатых кристаллов. Товарный хризотил состоит из комплексов десятков тысяч объединенных вместе элементарных кристаллов, имеющих диаметр 0,1–0,5 мкм.

Все полученные эмульсии представляют собой вязкие составы светлорычного цвета, через сутки после приготовления не наблюдается разделение фаз (Рисунок 35) [90–91].

После приготовления (через час) были сделаны фотографии образцов при разных увеличениях с применением микроскопа. Для установления состояния дисперсности глобул эмульсии на Рисунке 36 представлена фотография ОЭ, сопоставленная с объектом-микрометром.



Рисунок 35 – Эмульсия (29 % нефти, 70 % воды) с добавлением 1 % эмульгатора

С помощью программы AxioVision изучалась структура ОЭ и выполнено распределение капель по размерам в виде гистограммы. При расчете была

использована $\frac{1}{4}$ площади поля рассматриваемого изображения (Рисунок 36), на котором в таблице фиксировались размеры капель. После этого с применением программы MS Excel строилась гистограмма распределения капель по размерам (Рисунок 37), при этом уточнялось число капель различных размеров. В первом столбце гистограммы диаметр равен от 1 до 2 мкм, в последующих он увеличивается на 1 мкм до предельной величины. В указанной площади поля преимущественно содержатся капли размерами от 2 до 8 мкм.

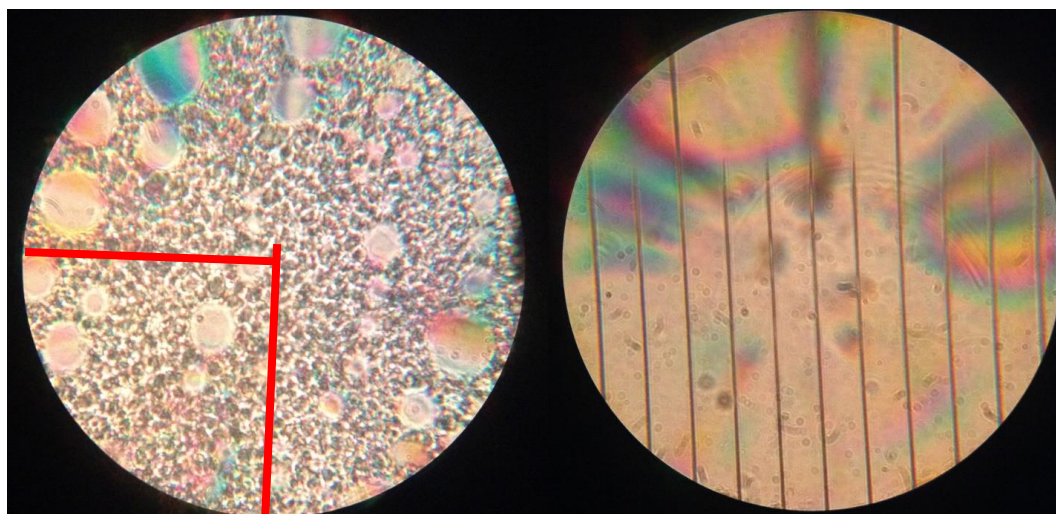


Рисунок 36 – Максимальное увеличение. Цена деления объекта-микрометра
10 мкм

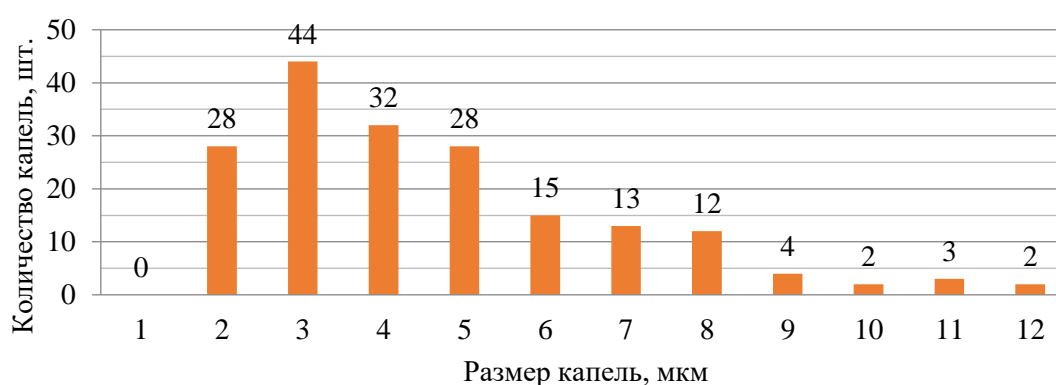


Рисунок 37 – Гистограмма распределения капель по размерам

Сравнение реологических свойств эмульсий с добавлением твердой фазы (хризотила или аэросила) и без показало следующее. Эмульсии практически не

разрушаются, а рост напряжения сдвига от концентрации имеет нелинейный характер (Рисунок 38). Аномалия напряжения сдвига при малых скоростях сдвига у эмульсии с 5 % хризотила на прямом ходу связана с неупорядоченным расположением кристаллов хризотила. Вследствие этого при их контакте с чувствительным конусом реометра создаются дополнительные сопротивления. После ступенчатого увеличения скорости сдвига частицы твердой фазы ориентируются по направлению движения конуса, поэтому на обратном ходу данные аномалии отсутствуют. С ростом концентрации твердой фазы, напряжение сдвига сначала снижается, а затем увеличивается [8].

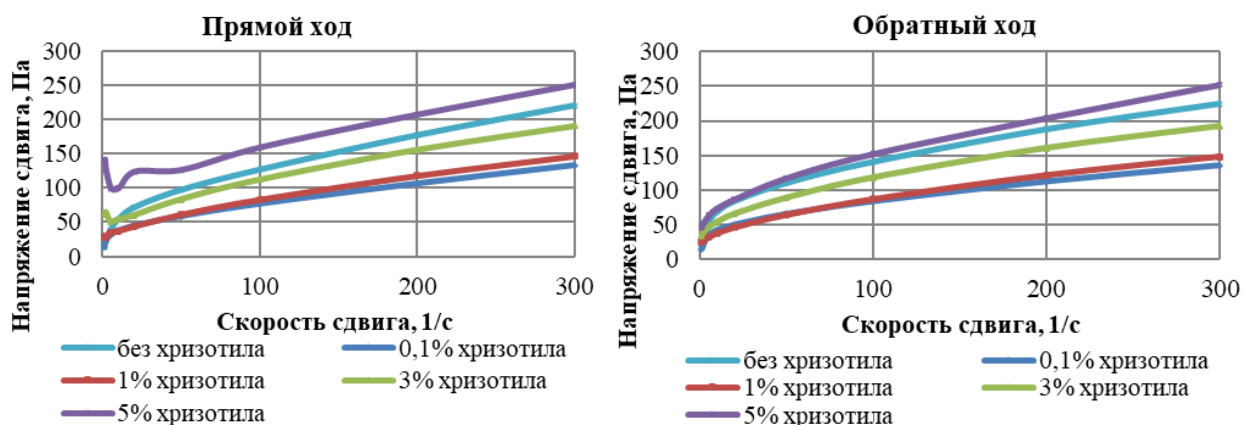


Рисунок 38 - Реологические кривые для эмульсий с различной концентрацией хризотила на прямом и обратном ходу

Далее наблюдался эффект динамического записания эмульсий в капиллярах, приведенный на Рисунке 39, на котором представлена зависимость времени записания эмульсий с разной концентрацией эмульгатора (Девон 4в марка А) без хризотила. Данные, приведенные на графиках показывают, что с ростом концентрации эмульгатора с 1 % до 4 % происходит уменьшение объема вытесненной воды почти в 3 раза (с 2 мл до 0,6 мл). Одной из причин полученного результата, является более высокая вязкость эмульсии с 4 % эмульгатора по

сравнению с эмульсией с добавлением 1 % эмульгатора. То есть увеличение концентрации эмульгатора практически не влияет на время запираания.

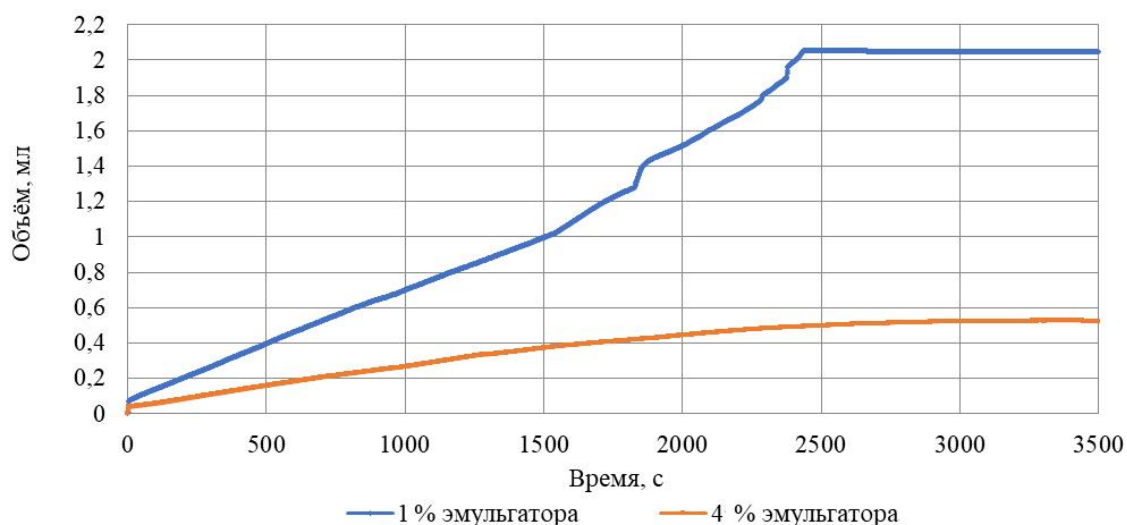


Рисунок 39 – Зависимость времени запираания эмульсий с разной концентрацией эмульгатора

Дальнейшие эксперименты по выявлению эффекта динамического запираания были связаны с уточнением скорости запираания ОЭ с добавлением хризотила (и без него). На Рисунке 40 представлены зависимости объема вытесненной ОЭ от времени при различном содержании хризотила. Отмечено, что с ростом содержания хризотила уменьшается время запираания, а также объем вытесненной воды.

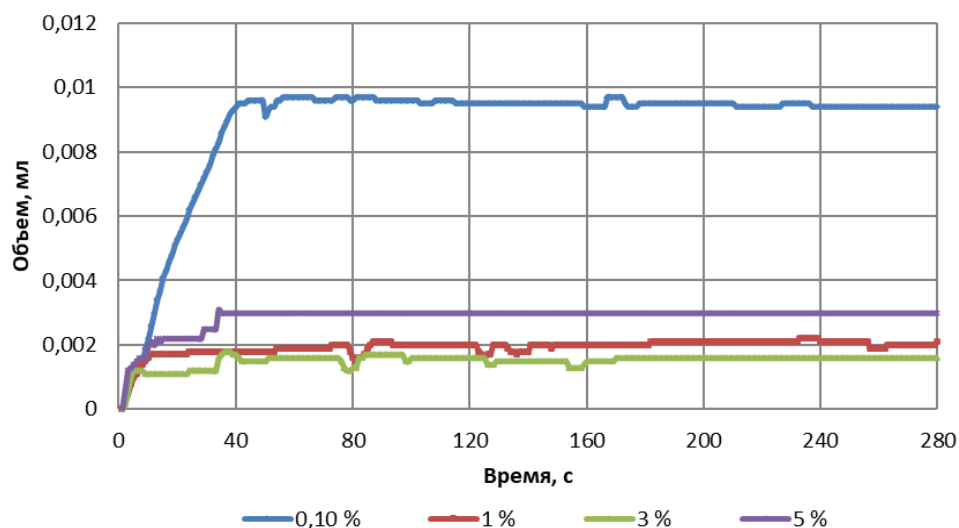


Рисунок 40 – Сравнение скорости записания эмульсий при различном содержании хризотила

Так для эмульсий с содержанием 1–5 % объемы вытесненной воды отличаются незначительно.

Представляют научный интерес результаты, полученные для эмульсий с ростом содержания хризотила от 0,1 % и 5 %. Данные исследования выполнены на ячейке Хеле-Шоу. Результаты зависимости объема вытесненной эмульсии от времени представлены на Рисунках 41, 42.

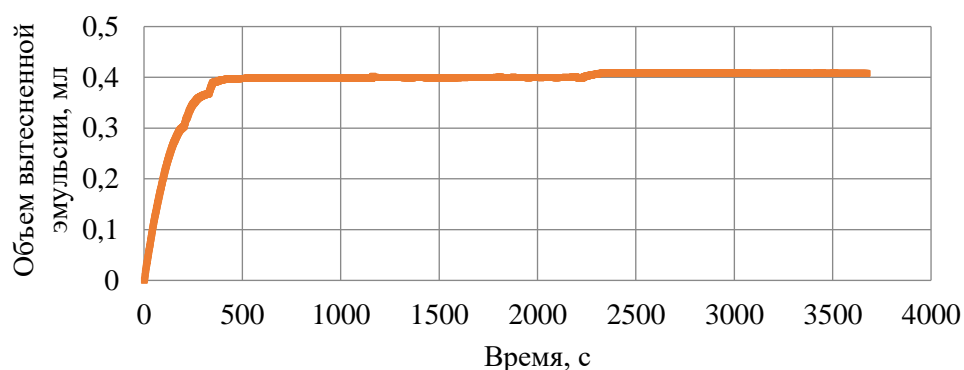


Рисунок 41 – Запирание эмульсии с содержанием хризотила 0,1 % в ячейке Хеле-Шоу

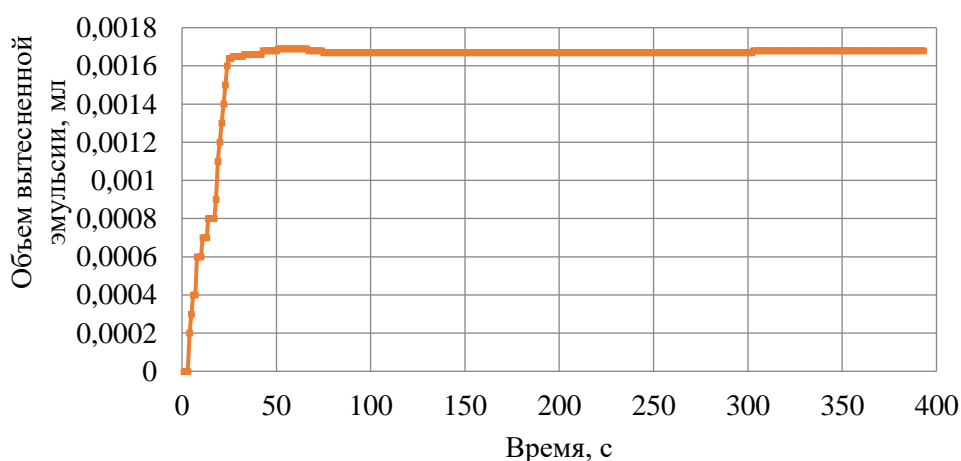


Рисунок 42 – Зависимость объема вытесненной эмульсии с 5 % хризотила во времени в ячейке Хеле-Шоу

Так эмульсия с содержанием хризотила 5 % запирается менее чем за 1 мин, при этом объем вытесненной жидкости на порядок меньше, чем у эмульсии с содержанием хризотила 0,1 %.

Установлено, что до момента проявления эффекта запираания движение жидкости происходило с постоянным расходом, что позволяет наблюдать состояние динамической стабильности исследуемых ОЭ. При сравнении результатов экспериментов, наблюдается увеличение времени запираания эмульсии с содержанием хризотила 0,1 % (в ячейке Хеле-Шоу в 40 раз больше чем в капилляре). Более подробное изучение течения под микроскопом показало, что в состоянии запираания течение не прекращается, однако, объемный расход на несколько порядков снижается по сравнению с начальным.

Наличие в жидкости анизотропных элементов существенно изменяет их свойства при течении в каналах переменного сечения.

Нитевидные включения в ламинарном потоке в зоне ускорения (перед сужением) ориентируются вдоль линии тока, а в зоне торможения (после сужения) принимают ориентацию перпендикулярно линии тока.

Для уточнения эффекта динамического запираания были выполнены исследования наполнителем другой природы – аэросила, представляющего собой коллоидный диоксид кремния в виде порошка из изотропных частиц с формой близкой к сферической. В экспериментах был использован гидрофобный аэросил марки Aerosil R202, обработанный силосаном [8]. Плотность исследуемого образца аэросила $2,65 \text{ г/см}^3$, удельная площадь поверхности $S = 100 \pm 20 \text{ м}^2/\text{г}$. Для сферической формы частиц, используя формулу площади сферы, получаем:

$$d = 6m/\rho S.$$

После приготовления эмульсий с добавлением аэросила были сделаны их микрофотографии (Рисунки 43–45) в сравнении с объектом-микрометром.

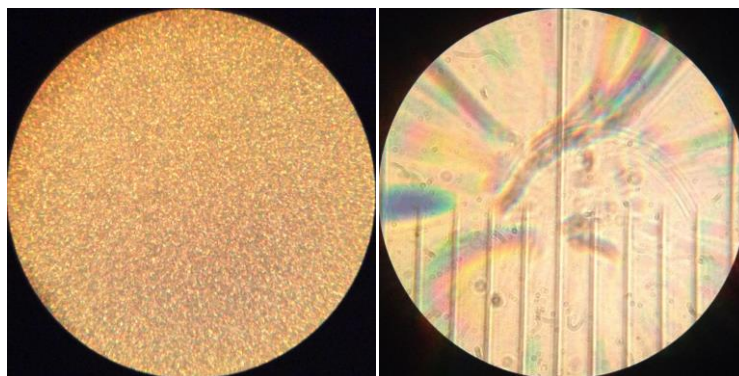


Рисунок 43 – Микрофотография эмульсии с содержанием аэросила 0,1 %.

Цена деления объекта-микрометра 10 мкм

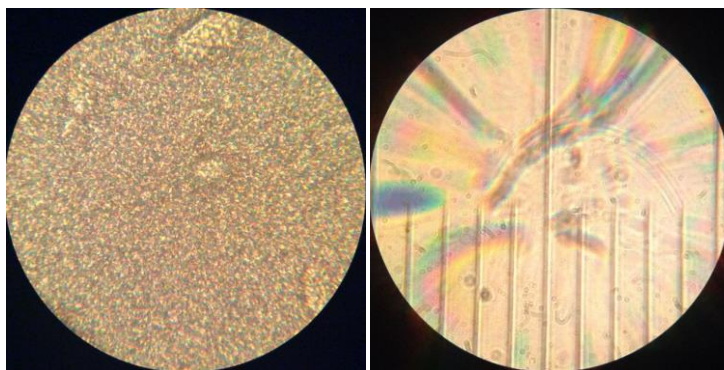


Рисунок 44 – Микрофотография эмульсии с содержанием аэросила 1 %.

Цена деления объекта-микрометра 10 мкм

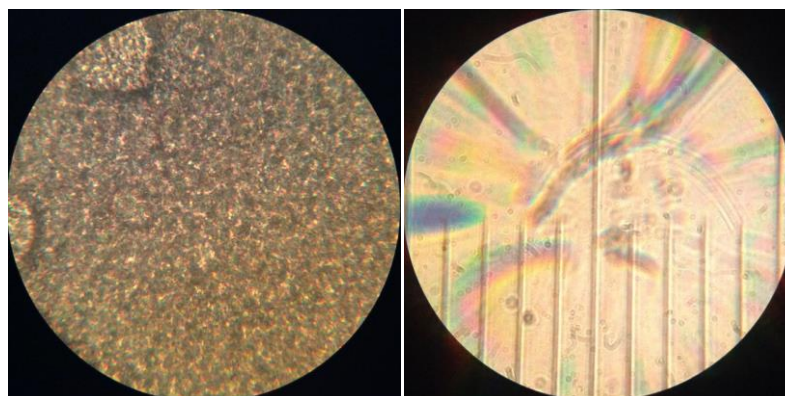


Рисунок 45 – Микрофотография эмульсии с содержанием аэросила 3 %.

Цена деления объекта-микрометра 10 мкм

Далее приводятся результаты реологических исследований ОЭ с добавлением аэросила по ранее приведенному описанию на реометре Haake Mars.

При сравнении реологических от скорости сдвига на прямом и обратном ходу (Рисунки 46–49), получено, что с ростом концентрации аэросила (с 0,1 % до 3 %) наблюдается увеличение напряжения сдвига в 3 раза по сравнению с эмульсиями без аэросила. Это позволяет сделать вывод о наличии высоких армирующих свойств.

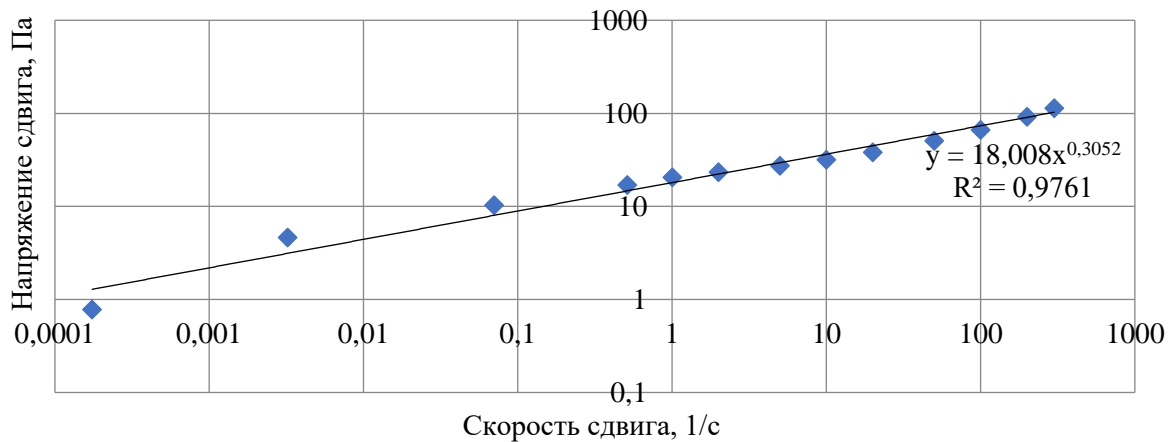


Рисунок 46 – Динамика напряжения сдвига от скорости сдвига эмульсии с содержанием 0,1 % аэросила

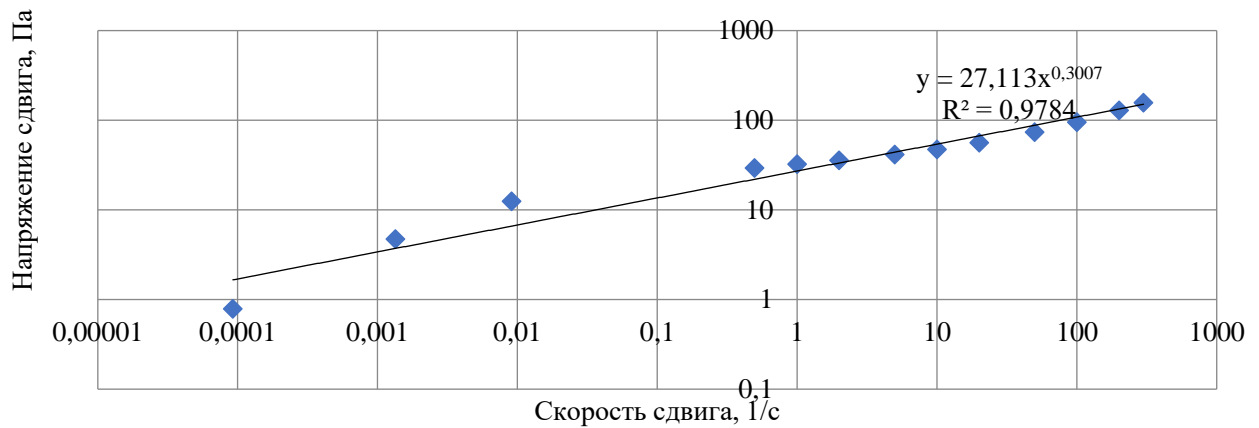


Рисунок 47 – Динамика напряжения сдвига от скорости сдвига ОЭ с дисперсной фазой (аэросил – 1 %)

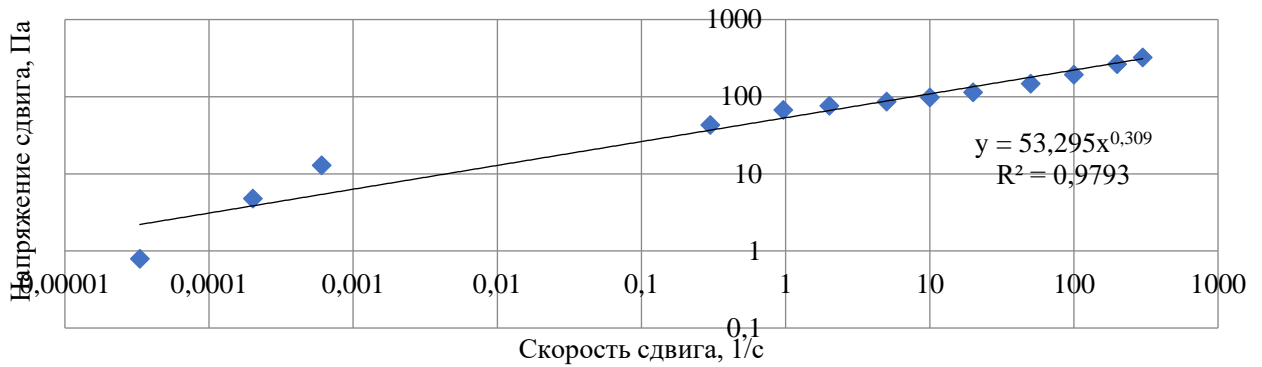


Рисунок 48 – Динамика напряжения сдвига от скорости сдвига ОЭ с дисперсной фазой (аэросил – 3 %)

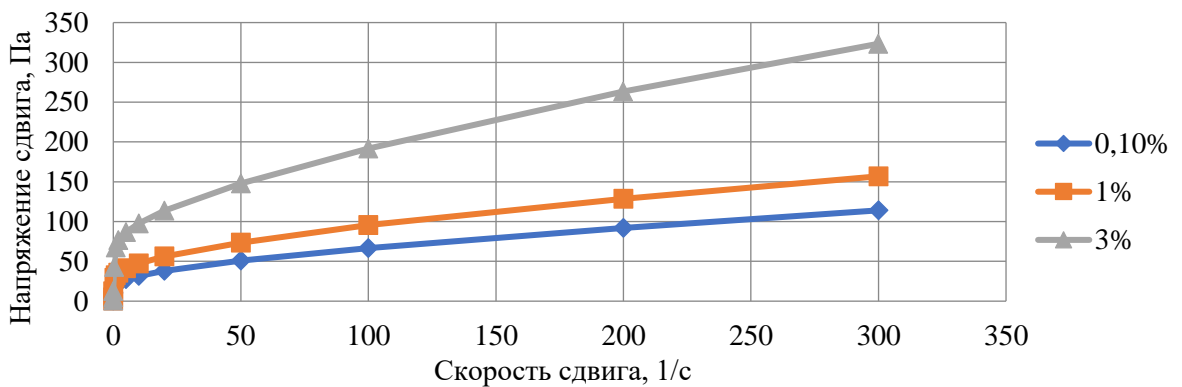


Рисунок 49 – Динамика напряжения сдвига ОЭ от скорости сдвига при различных концентрациях аэросила

Далее исследования также были связаны с эффектом динамического запираания на ячейках Хеле-Шоу и капиллярах с добавлением в ОЭ аэросила.

Эмульсия с содержанием 3 % аэросила запирается практически мгновенно (через 10 секунд), при этом объем вытесненной жидкости на порядок меньше, чем у эмульсии с содержанием 1 % аэросила (Рисунки 50–52).

До момента запираания движение ОЭ в ячейке Хеле-Шоу и капилляре происходило с практически постоянным расходом, что подтверждает агрегативную устойчивость и стабильность исследуемых эмульсий. Важно отметить, что эффект динамического запираания для обратных эмульсий с низким содержанием аэросила (0,1 %) в ячейке Хеле-Шоу не наблюдается в течение длительного времени.

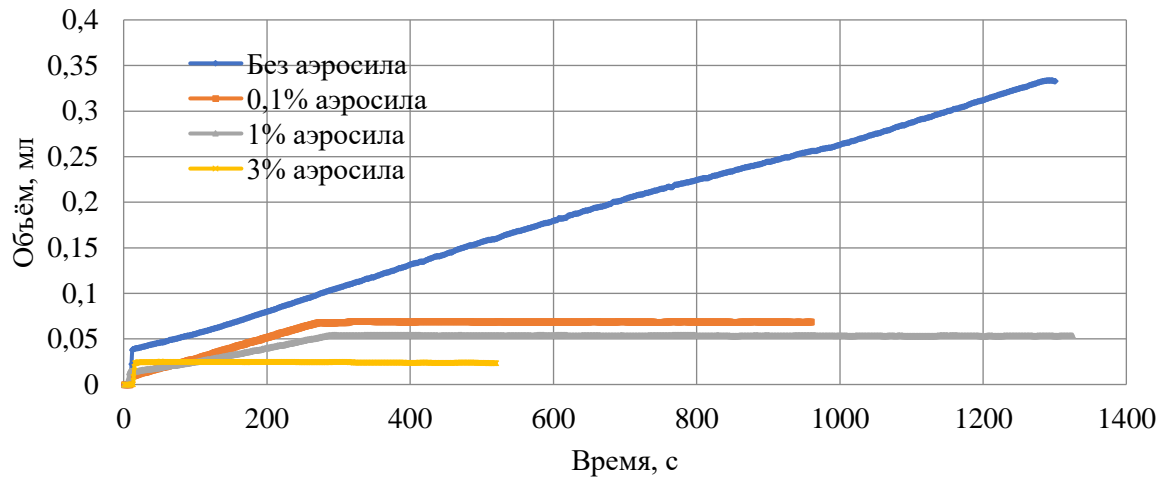


Рисунок 50 – Сравнение скоростей записания эмульсий при различном содержании аэросила

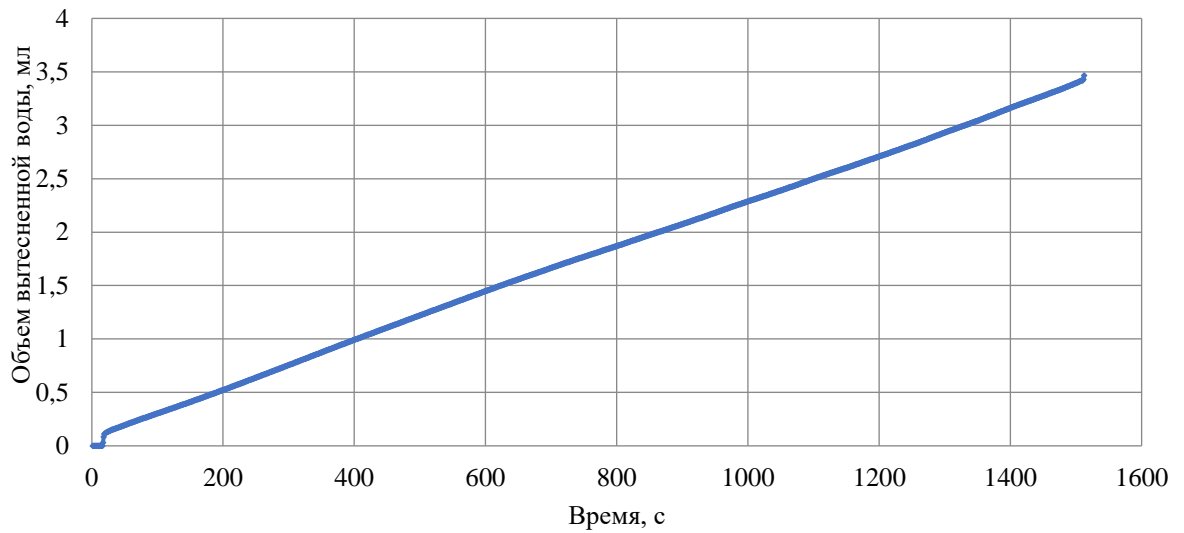


Рисунок 51 – Записание эмульсии с содержанием 0,1 % аэросила в ячейке Хеле-Шоу

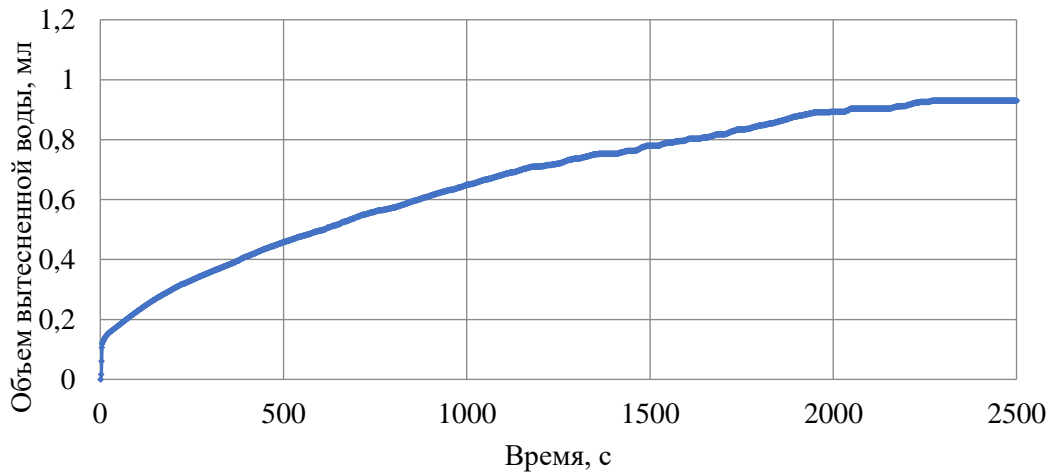


Рисунок 52 – Запирание эмульсии с содержанием 1 % аэросила в ячейке Хеле-Шоу

4.2 Результаты исследования обратных эмульсий, приготовленных на малых скоростях перемешивания

Далее проведены исследования с ОЭ из нефтей с добавлением эмульгаторов различных типов (водорастворимых и нефтерастворимых) для выявления наиболее стабильных эмульсий. ОЭ были приготовлены с применением проб нефтей и воды из скважин следующих месторождений:

- 1 Ново-Узыбашевского № 7УЗБ – $C_{тур}$;
- 2 Югомашевского № 2638 – $C_{бш}$;
- 3 Петропавловского № 1782 – $C_{тур}$;
- 4 Ново-Узыбашевского № 123 – $C_{тур}$;
- 5 Игровского № 3327 – $C_{бш+вер}$;
- 6 Копей-Кубовского № 10КНД – $C_{тур}$;
- 7 Мустафинского № 162.

С помощью реометра HAAKE MARS III снимались кривые зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига на прямом ходу (при условии, что скорость сдвига увеличивается от 0,1 1/с до 300 1/с).

После приготовления была сделана микрофотография эмульсии, приготовленной с добавлением термостойкого эмульгатора «А». На Рисунке 53 представлена фотография данной эмульсии в сравнении с объектом-микрометром.

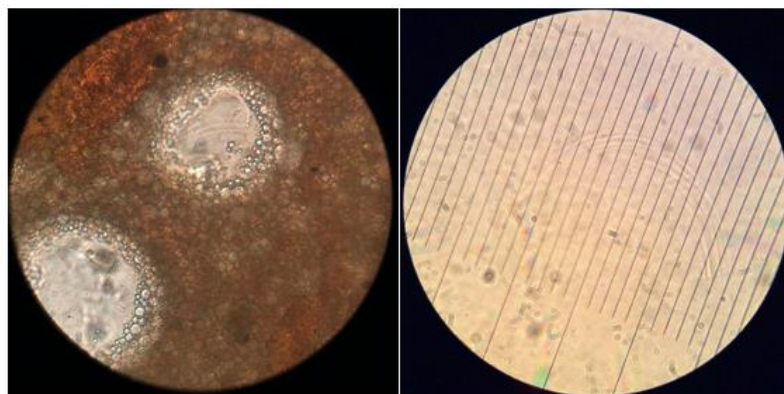


Рисунок 53 – Микрофотография эмульсии, приготовленной с добавлением термостойкого эмульгатора «А». Увеличение 40х. Цена деления объекта-микрометра 10 мкм

Далее методом визуализации для данного образца проведена качественная оценка стабильности, позволяющая наблюдать, происходящие с эмульсией процессы при радиальном растекании в случае сближения поверхностей (конуса и пластины), имитирующих поровое пространство, представленного идеальной трещиной. (Рисунок 54).

Отмечено, что в модели идеальной трещины не наблюдается выделение водной фазы, свидетельствующей о ее стабильности.

ОЭ с добавлением эмульгатора «А» термостойкий имеют темно-коричневый цвет, маловязкие, спустя сутки после приготовления не наблюдается выделение несущей фазы (Рисунок 55).

В ходе реологических исследований установлено, что все ОЭ являются неньютоновскими жидкостями, а именно имеют свойства псевдопластических жидкостей (нелинейный рост напряжения сдвига от скорости сдвига, снижение вязкости вследствие изменения структуры вещества).



Рисунок 54 – Визуализация структуры эмульсий и ее течение в сдвиговом потоке между конусом и пластиной



Рисунок 55 – Внешний вид эмульсий с добавлением 8 % эмульгатора «А» термостойкий (верхний ряд: 1782, 10КНД, 162, 123; нижний ряд: 3327, 7УЗБ, 2638)

Наибольшие значения напряжения сдвига (Рисунок 56) наблюдаются у эмульсий, приготовленных на образцах со скважин № 162 Мустафинского (246,1 Па), № 10КНД Копей-Кубовского (211,4 Па), № 2638 Югомашевского (208,3 Па) месторождений. Наименьшие – у эмульсий, приготовленных на образцах со скважин № 123 Ново-Узыбашевского (68,3 Па) и № 3327 Игровского (98,43 Па) месторождений. Полученные результаты показывают, что нефти Мустафинского, Копей-Кубовского и Югомашевского месторождений образуют устойчивые эмульсии с высокими прочностными характеристиками, а ОЭ из нефтей двух других месторождений не обладают такими свойствами.

Наибольшее значение кажущейся вязкости (Рисунок 57) наблюдается у ОЭ, приготовленных на образцах нефти со скважины № 1782 Петропавловского месторождения. Важно отметить, что сопоставимое значение вязкости получаются и при условии, что скорость сдвига уменьшается с 300 1/с до 0,1 1/с (на обратном ходу).

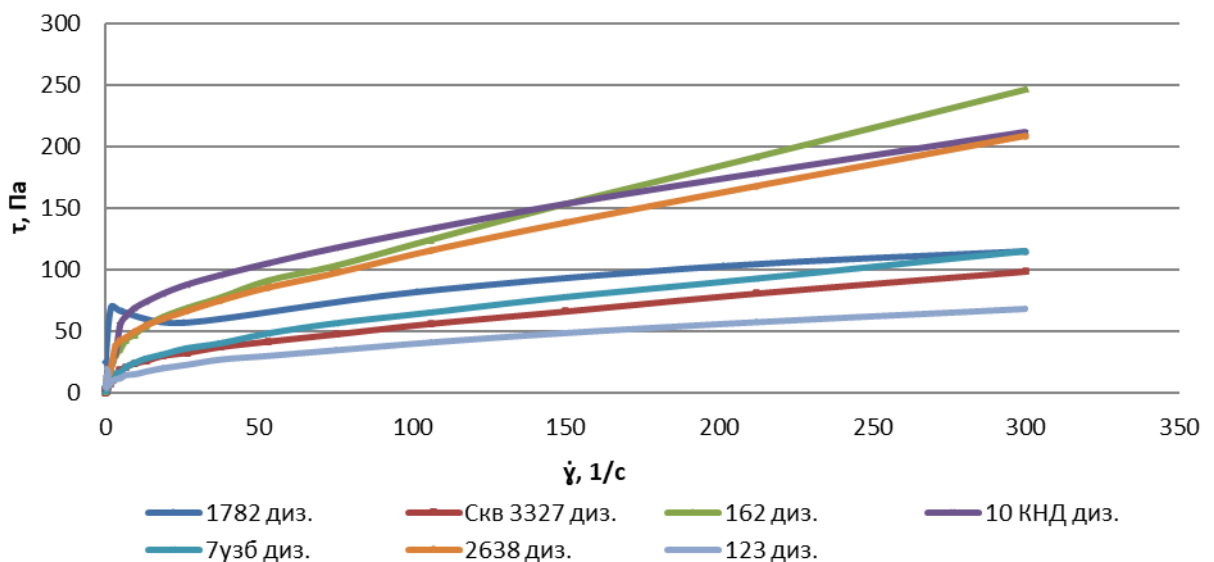


Рисунок 56 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига эмульсий с добавлением 8 % эмульгатора «А» термостойкий

На основании полученных зависимостей эмульгатор «А» термостойкий может быть рекомендован для использования в промышленных технологиях

ограничения водопритока на скважинах № 162 Мустафинского, № 10КНД Копей-Кубовского, № 2638 Югомашевского месторождений, так как на этих скважинах достигнуто значение напряжения сдвига более 200 Па.

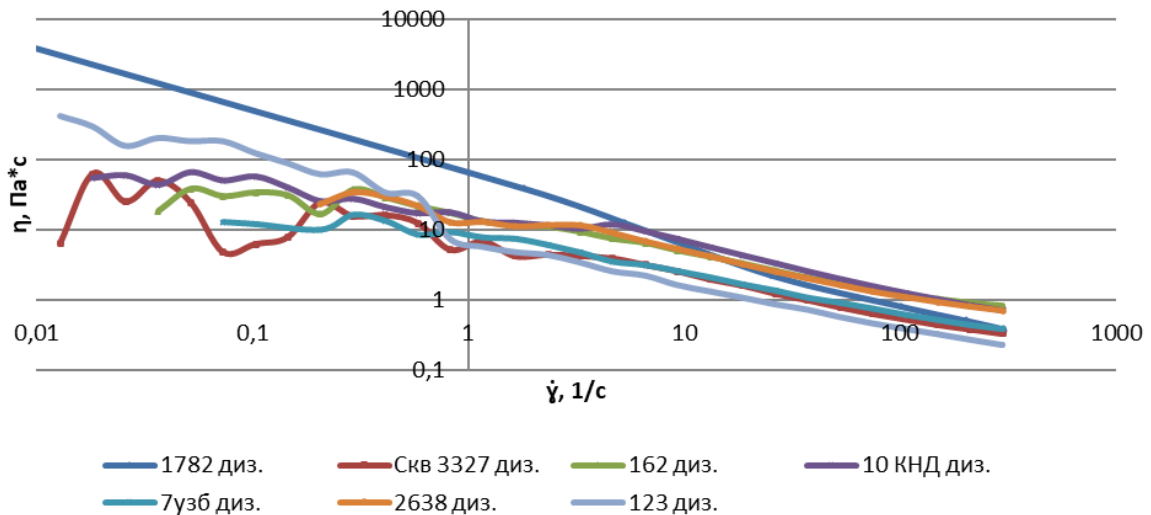


Рисунок 57 – Зависимость кажущейся вязкости от скорости сдвига эмульсий с добавлением 8 % эмульгатора «А» термостойкий

Эмульсии с добавлением эмульгатора «Б» имеют темно-коричневый цвет, мало отличающийся от исходной нефти, маловязкие, спустя час после приготовления наблюдается выделение несущей фазы в образцах со скважин № 123 Ново-Узыбашевского и № 162 Мустафинского месторождений (Рисунок 58).

В ходе реологических исследований установлено, что все эмульсии являются неньютоновскими жидкостями, а именно имеют свойства псевдопластических жидкостей (нелинейный рост напряжения сдвига от скорости сдвига, снижение вязкости вследствие изменения структуры вещества).

Наибольшее значение напряжения сдвига (Рисунок 59) наблюдается у эмульсии, приготовленной на образцах нефти, отобранной со скважины № 1782 Петропавловского месторождения (83,43 Па).



Рисунок 58 – Внешний вид эмульсий с добавлением 8 % эмульгатора «Б»
(верхний ряд: 123, 162, 1782, 10КНД, нижний ряд: 3327, 2638, 7УЗБ)

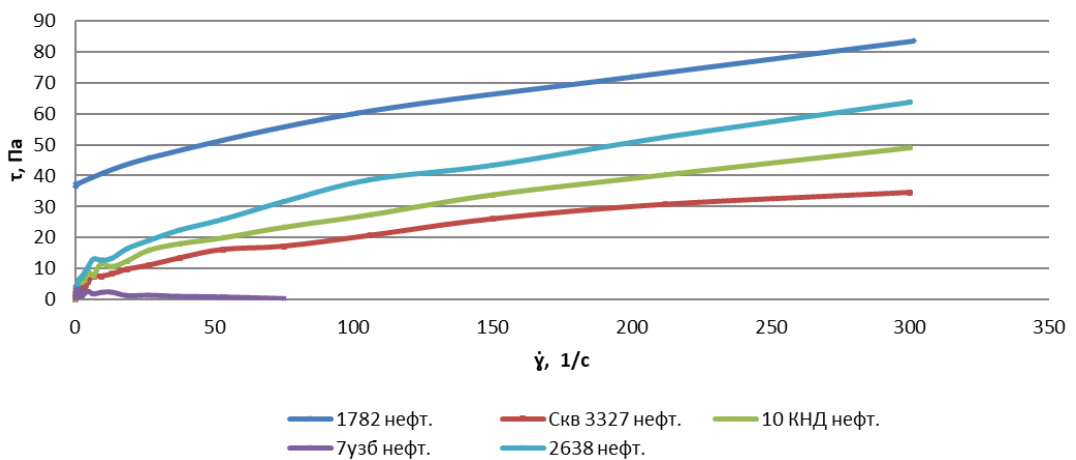


Рисунок 59 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига эмульсий
с добавлением 8 % эмульгатора «Б»

Графики зависимости вязкости представлены в логарифмических координатах. Наибольшее значение кажущейся вязкости (Рисунок 60) наблюдается у ОЭ, приготовленной на образцах нефти, отобранной из скважины № 1782 Петропавловского месторождения (11,4 Па·с на скорости сдвига 5 1/с).

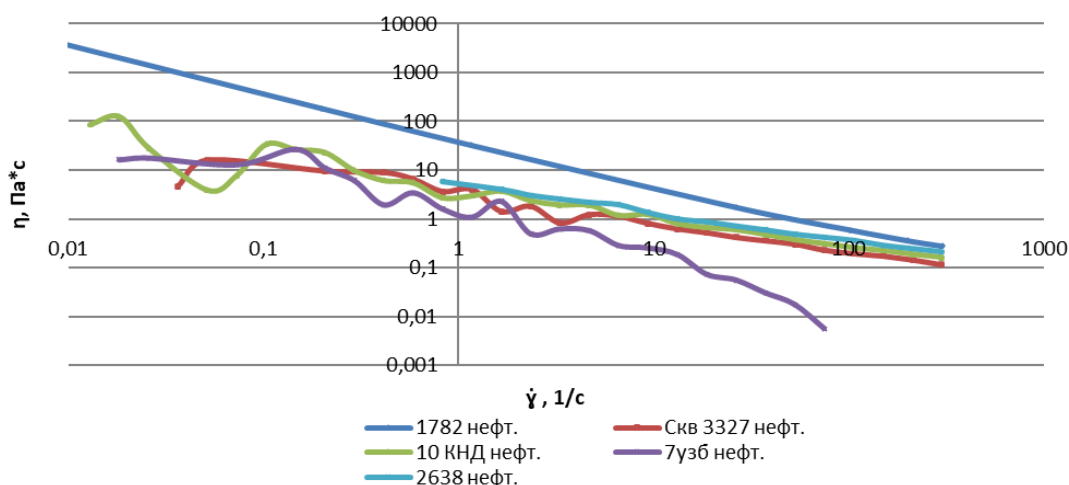


Рисунок 60 – Зависимость кажущейся вязкости от скорости сдвига эмульсий с добавлением 8 % эмульгатора «Б»

На основании полученных реологических кривых, ввиду низких значений напряжения сдвига по сравнению с полученными ранее для других эмульгаторов, эмульгатор «Б» не рекомендуется для использования на предложенных скважинах.

Учитывая, что эмульгатор «Г» был водорастворимый, порядок приготовления эмульсий отличался тем, что указанный эмульгатор перемешивался в пробирке с пластовой водой.

Эмульсии с добавлением водорастворимого эмульгатора «Г» имеют темно-коричневый цвет, маловязкие, спустя сутки после приготовления не наблюдается выделение несущей фазы (Рисунок 61).

В ходе реологических исследований установлено, что все ОЭ с добавлением этого эмульгатора являются неньютоновскими жидкостями, а именно имеют свойства псевдопластических жидкостей (нелинейный рост напряжения сдвига от

скорости сдвига, снижение вязкости вследствие изменения структуры вещества). Наибольшие значения напряжения сдвига наблюдаются у ОЭ, приготовленных на образцах нефти, отобранных со скважин № 162 Мустафинского (249,1 Па) и № 2638 Югомашевского (155,3 Па) месторождений (Рисунок 62).



Рисунок 61 – Внешний вид эмульсий с добавлением 8 % эмульгатора «Г»
(верхний ряд: 1782, 10КНД, 162, 123, нижний ряд: 3327, 7УЗБ, 2638)

На рисунке 62 приведены зависимости кажущейся вязкости от скорости сдвига ОЭ с добавлением 8 % эмульгатора «Г». Наибольшее значение кажущейся вязкости наблюдается у ОЭ (12,3 Па·с на скорости сдвига 5 1/с), приготовленной на образцах нефти, отобранной из скважины № 1782 Петропавловского месторождения (Рисунок 63).

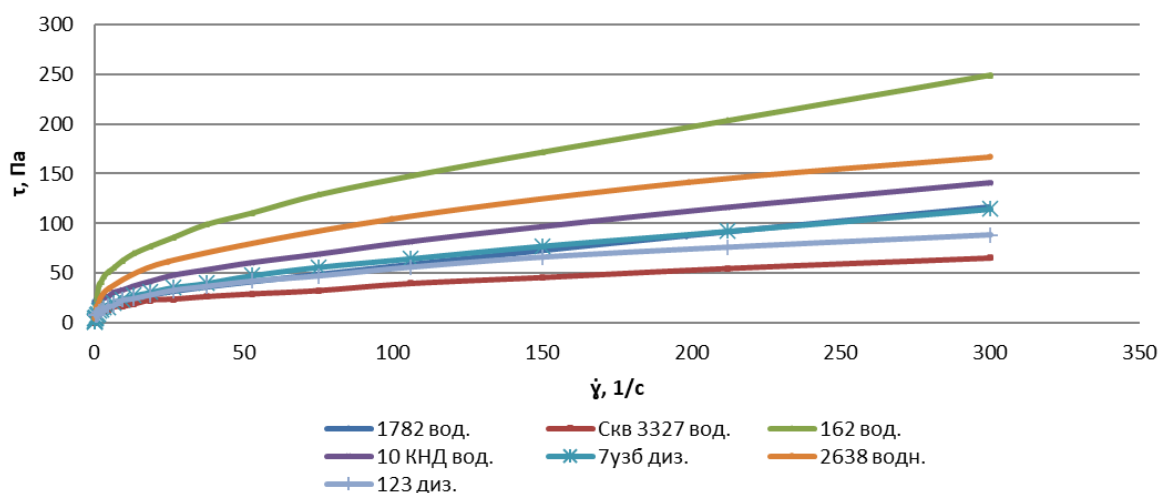


Рисунок 62 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига эмульсий с добавлением 8 % эмульгатора «Г»

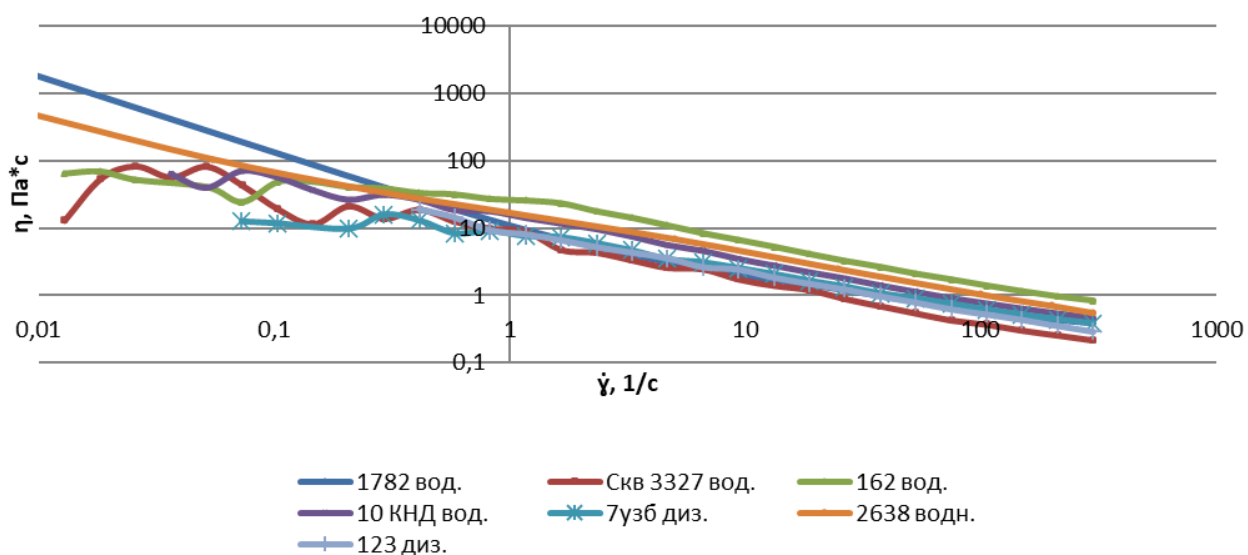


Рисунок 63 – Зависимость кажущейся вязкости от скорости сдвига эмульсий с добавлением 8 % эмульгатора «Г»

На основании анализа полученных зависимостей эмульгатор «Г» термостойкий может быть использован в ОЭ, приготовленных на нефтях, отобранных со скважин № 162 Мустафинского, № 10КНД Копей-Кубовского, № 2638 Югомашевского месторождений, учитывая то, что в этих скважинах достигнуто значение напряжения сдвига более 150 Па.

ОЭ с добавлением следующего эмульгатора, а именно Девон 4в марка А имеют также темно-коричневый цвет, маловязкие, спустя сутки после приготовления и по ним не наблюдается выделение водной фазы. Внешний вид эмульсий с добавлением 8 % эмульгатора Девон 4в марка А приведен на рисунке 64.



Рисунок 64 – Внешний вид эмульсий с добавлением 8 % Девон 4в марка А (верхний ряд: 3327, 162,123,1782, 7УЗБ, нижний ряд: 10КНД, 2638)

В ходе реологических исследований также установлено, что все эмульсии с добавлением эмульгатора Девон 4в марка А являются неньютоновскими жидкостями, а именно имеют свойства псевдопластических жидкостей

(нелинейный рост напряжения сдвига от скорости сдвига, снижение вязкости вследствие изменения структуры вещества). Наибольшее значение напряжения сдвига наблюдается у эмульсии, приготовленной на образцах со скважин № 7УЗБ Ново-Узыбашевского (236,4 Па), № 2638 Югомашевского (182,1 Па), № 10КНД Копей-Кубовского (177,2 Па) месторождений (Рисунок 65).

Наибольшее значение кажущейся вязкости наблюдается у данной ОЭ, приготовленной на образцах нефти, отобранной со скважины № 10КНД Копей-Кубовского месторождения (19,4 Па·с на скорости сдвига 5 1/с) (Рисунок 66).

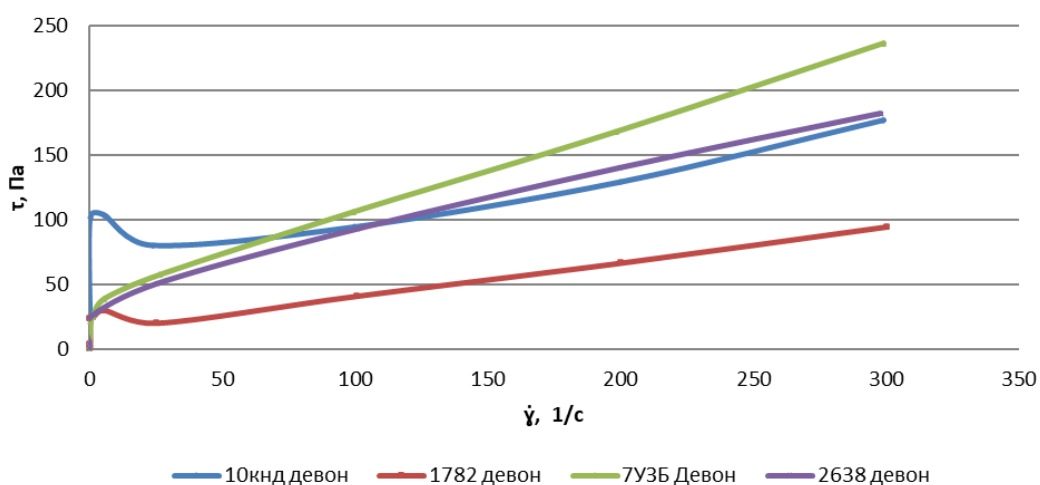


Рисунок 65 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига эмульсий с добавлением 8 % эмульгатора Девон 4в марка А

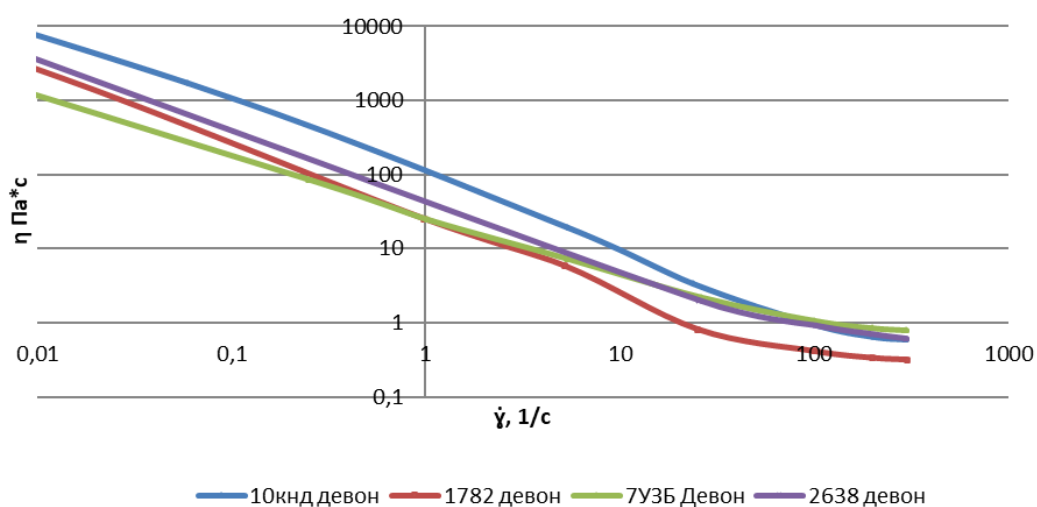


Рисунок 66 – Зависимость кажущейся вязкости от скорости сдвига эмульсий с добавлением 8 % эмульгатора Девон 4в марка А

Все исследуемые эмульсии являются неньютоновскими жидкостями. Приведенные экспериментальные зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига с большой степенью достоверности аппроксимируются формулой Оствальда-де Ваале [8].

$$\tau = k \cdot \gamma^n, \quad (6)$$

где K – коэффициент густоты потока, Па·с;

γ – скорость сдвига, 1/с;

n – показатель поведения жидкости.

4.3 Исследование фильтрационных характеристик обратных эмульсий

Фильтрационные исследования эмульсий проводились на системе моделирования пласта «СМП-ФЕС2Р», используемой для фиксации результатов различных параметров образцов пород в моделируемых термобарических условиях (фильтрационные, электрические и акустические).

Фильтрационные исследования эмульсий проводились на установке СМП-ФЕС2Р с использованием модели идеальной трещины (Рисунок 67). При создании модели применялись практически непроницаемые образцы гидрофильного керна. Керна распилили вдоль, затем половины подобрали так, чтобы модель была цилиндрической формы. После шлифовки половин керна на одну из них наклеили полоски фольги для создания зазора. Получали модель идеальной трещины со следующими параметрами [8]:

- длина 11,27 см;
- ширина 2,96 см;
- номинальный зазор 0,4 мм;
- ориентация в пространстве – горизонтальная.

Эксперименты проводились на эмульсиях без твердой фазы (4 % эмульгатора) с 3 % аэросила и 5 % хризотила на модели идеальной трещины (Рисунок 66).

Модель заполнялась исследуемым образцом и помещалась в «СМП-ФЕС2Р», в которой моделировались термобарические условия, приближенные к пластовым. Первый опыт ставился на эмульсии без твердой фазы. Расходы жидкости ступенчато увеличивались с 1 до 10 см³/мин.



Рисунок 67 – Модель идеальной трещины

По полученным перепадам давлений на заданных расходах оценивалась удерживающая способность эмульсии. Эмульсия без твердой фазы способна удерживаться в трещине при перепаде давления до 0,035 МПа/м при расходе жидкости 10 см³/мин (Рисунок 68).

При снижении расхода жидкости до базового 1 см³/мин проницаемость увеличилась с $438 \cdot 10^{-3}$ до $524 \cdot 10^{-3}$ мкм². На Рисунке 69 изображена модель трещины после промывки.

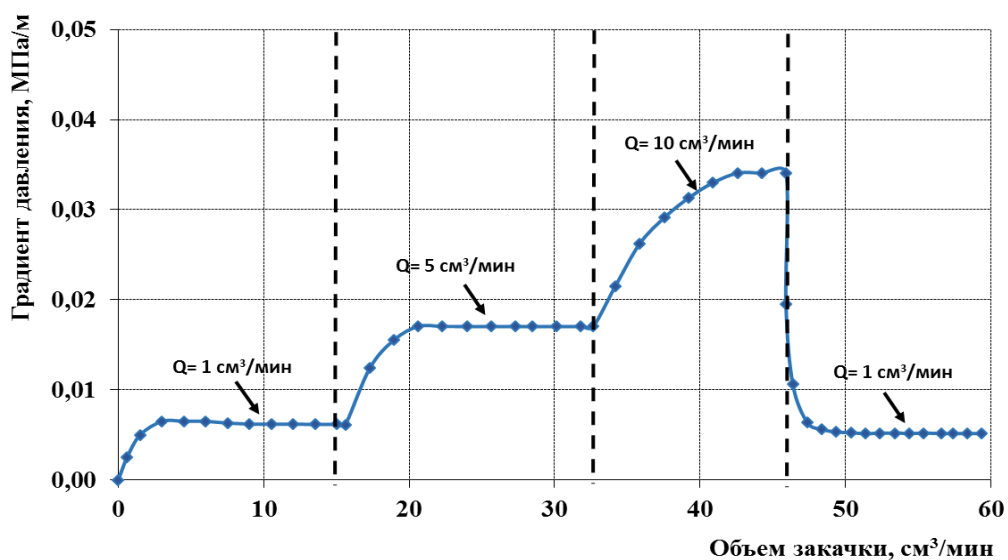


Рисунок 68 – Динамика градиента давления в опыте с эмульсией без твердой фазы



Рисунок 69 – Модель трещины после фильтрации воды через эмульсию без твердой фазы

Второй опыт проводился на эмульсии, содержащей 3 % аэросила (Рисунок 70). Данная эмульсия способна удерживаться в трещине при перепаде давления до 0,3 МПа/м, при расходе жидкости 10 см³/мин (Рисунок 70), что в 10

раз выше, чем у эмульсии без твердой фазы. При снижении расхода жидкости до базового $1 \text{ см}^3/\text{мин}$ проницаемость увеличилась с $53 \cdot 10^{-3}$ до $102 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, так как проницаемость после фильтрации ниже, чем в первом опыте, и можно говорить о неполном вымывании (Рисунок 71).

Третий опыт ставился на эмульсии, содержащей 5 % хризотила (Рисунок 72). Эмульсия удерживалась в трещине при перепадах давления до $0,57 \text{ МПа/м}$ при расходе жидкости $10 \text{ см}^3/\text{мин}$ (Рисунок 72), что в 10 раз выше, чем у других исследуемых эмульсий.

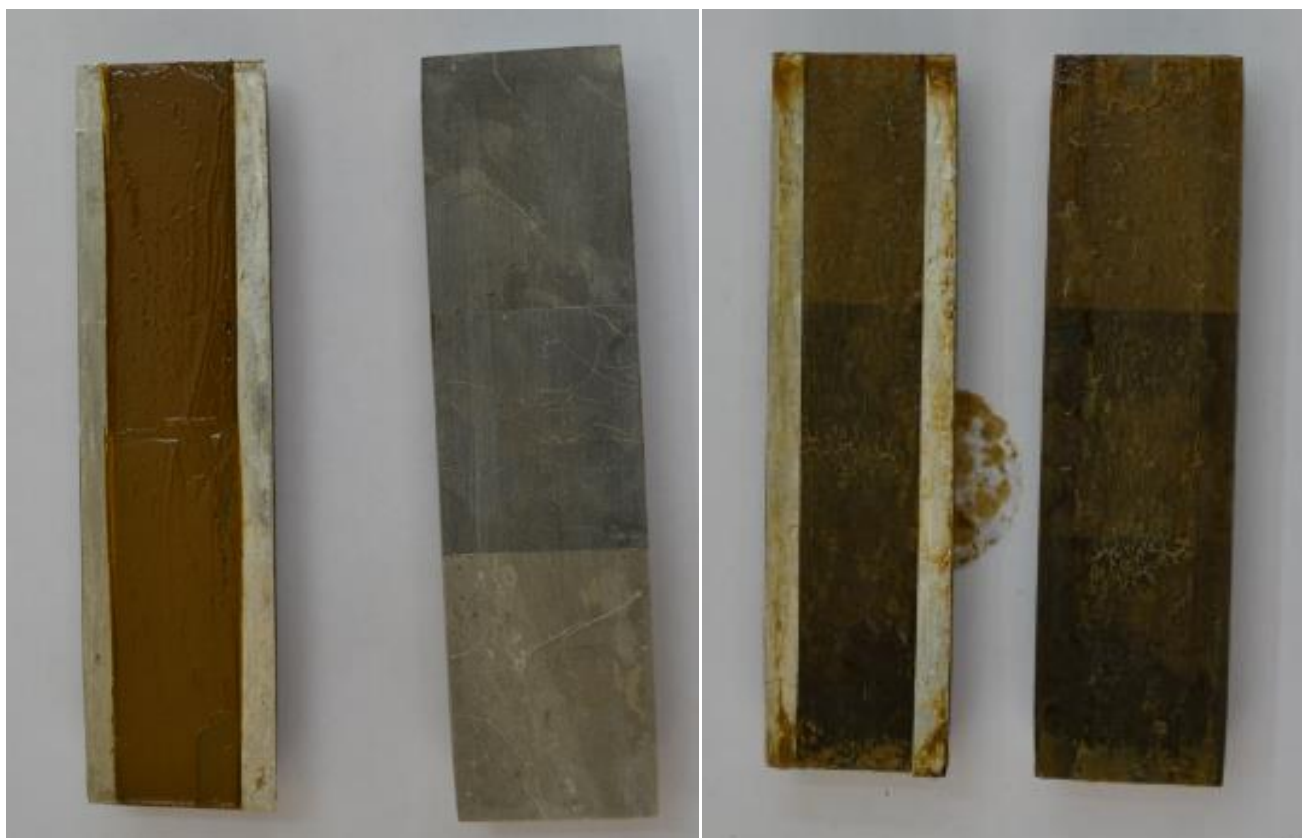


Рисунок 70 – Модель трещины до и после фильтрации воды через эмульсию с 3 % аэросила

При снижении расхода жидкости до базового $1 \text{ см}^3/\text{мин}$ проницаемость увеличилась с $18 \cdot 10^{-3}$ до $140 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, вымывание эмульсии неполное (Рисунок 73). Результаты опытов приведены в Таблице 4.

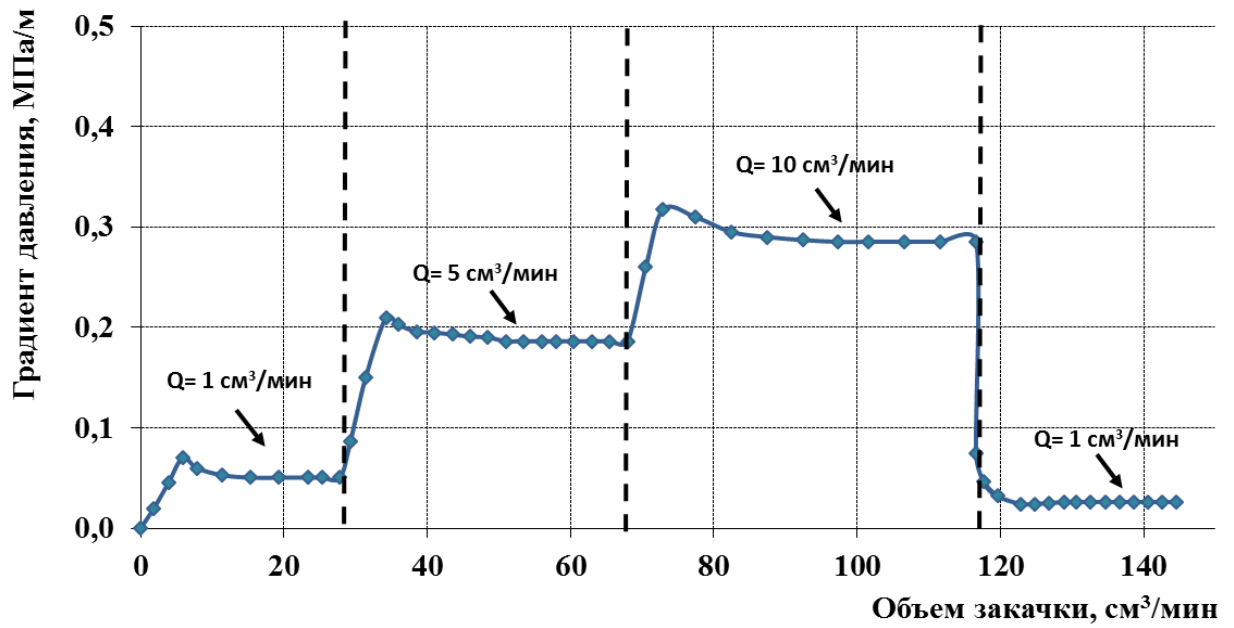


Рисунок 71 – Динамика градиента давления в опыте с эмульсией с 3 % аэросила

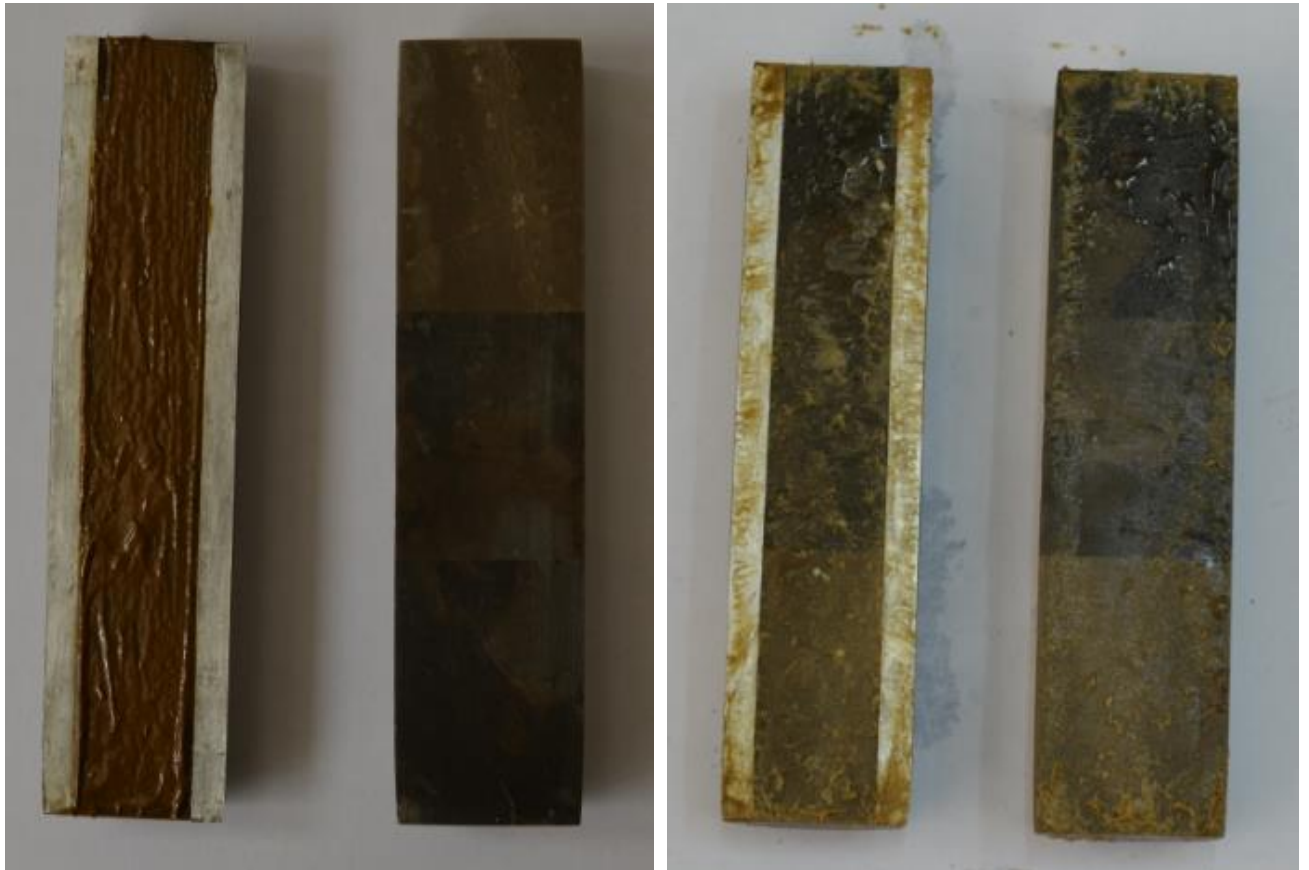


Рисунок 72 – Модель трещины до и после фильтрации воды через эмульсию с 5 % хризотила

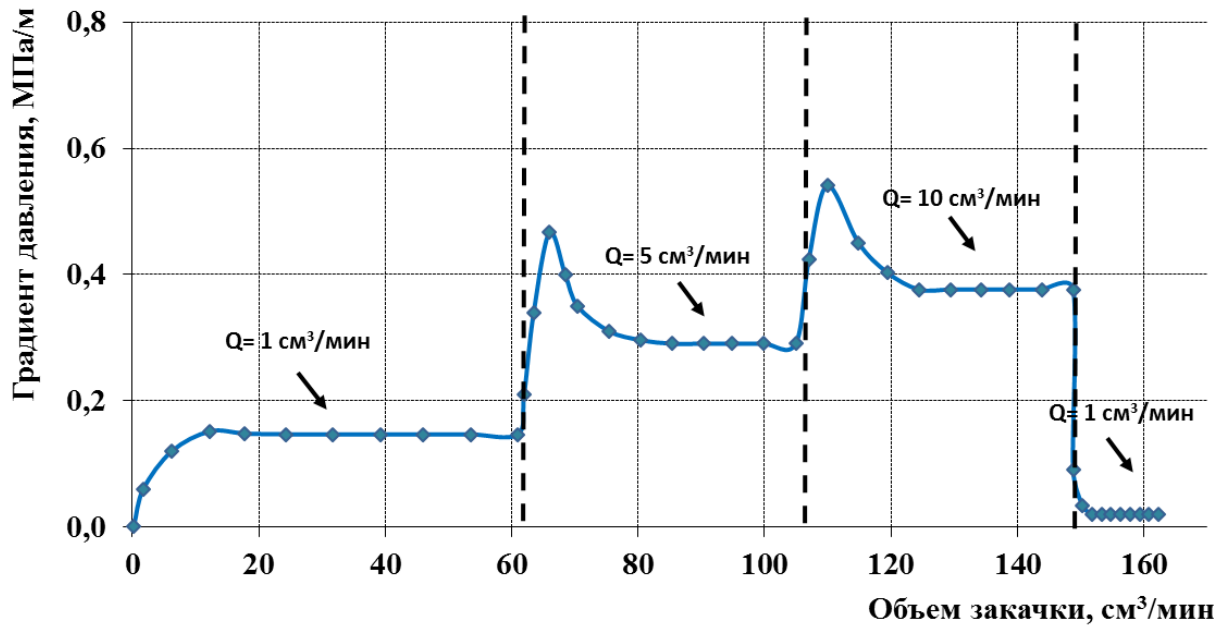


Рисунок 73 – Динамика градиента давления в опыте с эмульсией с 5 % хризотила

Таблица 4 – Результаты тестирования эмульсионных составов на модели идеальной трещины

№ опыта	Эмульсия	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²			
		1	5	10	1
	Расход, см ³ /мин				
1	4 % эмульгатор	438,58	792,36	792,28	523,95
2	4 % эмульгатор + 3 % аэросил	53,37	72,25	95,98	102,56
3	4 % эмульгатор + 5 % хризотил	18,36	46,37	71,55	140,71

4.4 Результаты исследований прямых битумных эмульсий для использования в технологиях ограничения водопритоков

В предыдущем разделе отмечалось, что для повышения эффективности водоизоляционных работ следует отдавать предпочтение селективным изоляционным составам. Как известно, применение методов селективной изоляции неоднородных коллекторов предусматривает избирательное блокирование каналов притока воды, не ухудшая проницаемость нефтенасыщенных интервалов пласта. Причём, проницаемостная неоднородность пласта является важнейшим фактором, определяющим селективные свойства используемых эмульсий различного типа. Так, вода в первую очередь двигается по высокопроницаемым пропласткам. В эту же зону закачивается изоляционный состав на основе эмульсии. В большем объеме, чем последний поступает в низкопроницаемые нефтенасыщенные пропластки. В разделе продолжены исследования по уточнению селективных свойств так называемых прямых битумных эмульсий (ПБЭ), так широко не применяющихся для проведения ремонтно-изоляционных работ в нефтедобыче. Хотя, применение известно, и проведено исследование разными группами авторов из РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, однако, этот подход, имеющий серьезную производственную перспективу еще не нашел своей реализации. Учитывая то, что осаждающиеся битумные компоненты из ПБЭ обладают свойством изолировать поровое пространство и растворимы в нефти и нерастворимы в воде, т.е проявляют селективный (избирательный) характер, снижая возможные риски, возникающие при проведении РИР, использование их в качестве водоизоляционных составов может иметь ряд преимуществ. Так, за счёт невысокой вязкости, они способны проникать беспрепятственно в пористую среду. Кроме того, ПБЭ обладают высокой термостабильностью. Образующаяся плёнка битума непроницаема для воды и устойчива к воздействию агрессивных сред (кислот, щелочей). Однако, несмотря на очевидные преимущества применения ПБЭ при проведении ремонтно-

изоляционных работ следует повышать их стабильность, т.е. свойства, связанные с их быстрым старением после закачки в пласт, а также в избирательном тампонировании обводнившихся зон пласта.

Далее приведены результаты исследований ПБЭ, как потенциально перспективных составов для решения сложных проблем, связанных с водоизоляцией, проявляющейся за счёт различных источников обводнения.

Битумная эмульсия – это коллоидная дисперсная система, в которой битум в виде мельчайших капель размером от 1 до 10 мкм диспергирован в воде, не смешиваясь с ней. В ПБЭ содержание битума колеблется от 50 до 65 %. Так как ее устойчивость зависит от величины поверхностного натяжения на границе дисперсной фазы и дисперсной среды, то для получения устойчивых ПБЭ вводят эмульгаторы (поверхностно-активные вещества), понижающие поверхностное натяжение. Известно, что при контакте с поверхностью горной породы ПБЭ распадаются на составные части – битум и воду. Указанная проблема учитывалась при обосновании оптимальных составов ПБЭ.

В работе в качестве исследуемых ПБЭ использовалась битумная дорожная эмульсия катионная марки ЭБДК Б-52, предоставленная АО «Институт нефтехимпереработки» [93–95] и акриловые дисперсии, предназначенные для улучшения сцепления битума с горной породой и металлом, то есть повышения его адгезионной способности. Внешний вид ПБЭ представлен на Рисунке 74.

Акриловые дисперсии — это полимеры эфиров этиленкарбоновой (или акриловой) кислоты с добавлением стабилизаторов и эмульгаторов. В качестве акриловых дисперсий применялись промышленно производимые составы марок Лакротэн (Э-081, Э-31, Э-082, Э-43), а также Lacryl 4443. Внешний вид акриловой дисперсии представлен на Рисунке 75. Свойства дисперсий представлены в Таблице 5.



Рисунок 74 – Внешний вид ЭБДК Б-52

Используемые битумные эмульсии исследовались на предмет сцепления с поверхностью металла, а также с поверхностью карбонатной и терригенной горных пород. Уточнялись прочностные характеристики пленки битума на поверхности пород после кипячения в пресной воде.

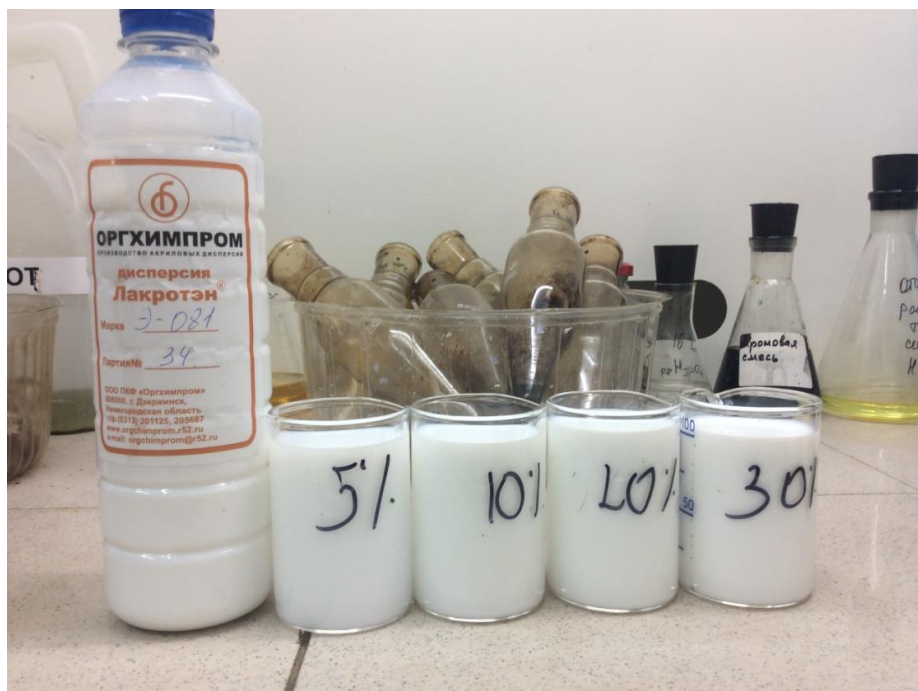


Рисунок 75 – Внешний вид акриловой дисперсии

Для анализа одной пробы битумной эмульсии брались четыре предварительно очищенных образца каждой породы и металла [93, 96, 97]. Штангенциркулем измерялись длина, ширина и высота. Поверхности образцов протирались ацетоном. После высушивания и взвешивания каждый тестируемый образец поочередно погружался в заранее приготовленный раствор акриловой дисперсии заданной концентрации (5 %, 10 %, 20 % и 30 %) на 30 мин, затем стряхивали капли и образец сразу окунали 2–3 раза в испытываемую эмульсию.

Таблица 5 – Паспортные данные дисперсий Лакротэн и Lacryl 4443

	Лакротэн Э-31	Лакротэн Э-082	Лакротэн Э-43	Лакротэн Э-81	Lacryl 4443
Внешний вид	Молочно-белая жидкость				
Массовая доля нелетучих веществ по ТУ 2241-015-51769914-2004, %	46,0–49,0	39,0–41,0	35,0–38,0	39,0–41,0	39,0–41,0
Массовая доля нелетучих веществ фактическая, %	47,2	39,8	38,0	39,3	39,0
Значение pH по ТУ 2241-015-51769914-2004, у.е.	4,0–6,0	3,5–5,5	3,0–5,0	3,0–5,0	3,0–5,0
Значение pH факт, у.е.	5,8	3,9	3,6	3,4	3,4

Затем образцы подвешивались на штативе без контакта друг с другом. Через сутки образцы погружали в кипящую дистиллированную воду на 30 мин. По истечении указанного времени их вынимали, высушивали при 110 ± 5 °С и снова взвешивали до постоянной массы [96, 97].

Поверхность образцов осматривали и проводили оценку качества сцепления эмульсии по степени сохранности пленки (Таблица 6). По результатам замеров, представленных в Таблице 7 построены графики зависимости массы

выделившегося на образцах битума от концентрации различных дисперсий (рисунки 76–81).

Таблица 6 – Качественная оценка остаточного сцепления БЭ на поверхности материалов

Визуальная оценка остатка БЭ
Битумная эмульсия полностью покрывает материал
Битумная эмульсия в малом количестве отпала с граней и ребер материала
Покрывается более 50 % поверхности материала битумной эмульсией
Покрывается менее 50 % поверхности материала битумной эмульсией

Массу адсорбированной БЭ рассчитывают по формуле [97]:

$$m = m_2 - m_1, \quad (7)$$

где m_2 – масса пластинки с пленкой битума, г;

m_1 – масса пластинки, г.

Распределение пленки на единицу поверхности рассчитывают по формуле:

$$w = \Delta m / S, \quad (8)$$

где Δm – масса вяжущей пленки, г;

S – площадь поверхности НКТ, см².

Площадь поверхности металлической пластины рассчитывают по формуле:

$$S = (\pi(R - r)\alpha h / 180) + 2h(R - r), \quad (9)$$

где α – угол сектора трубы, град;

h – высота пластинки, см;

R и r – внешний и внутренний радиусы трубы, см.

Площадь поверхности карбонатного и терригенного образцов определялась по следующей зависимости:

$$S = 2\pi R h + 2\pi R^2, \quad (12)$$

где h – высота элемента породы, см;

R – радиус породы, см.

Таблица 7 – Результаты адсорбированных масс битумов на поверхностях

Э-31					Э-081				
Металл									
m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$	m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$
33,0955	33,1164	0,0209	3,80	0,0055	33,8044	33,8077	0,0033	3,80	0,00087
48,9309	48,967	0,0361	5,02	0,007189	49,6868	49,7001	0,0133	5,02	0,00265
54,2132	54,264	0,0508	5,97	0,008516	55,1267	55,1602	0,0335	5,97	0,00562
Терриген									
m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$	m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$
22,5032	22,5096	0,0064	26,844	0,000238	24,2723	24,2769	0,0046	26,844	0,00017
10,5644	10,5864	0,022	17,671	0,001245	12,1597	12,1613	0,0016	17,671	0,00009
18,1955	18,2649	0,0694	24,859	0,002792	19,8491	19,9154	0,0663	24,859	0,00267
20,7434	20,8313	0,0879	25,491	0,003448	21,5123	21,5851	0,0728	25,491	0,00286
Карбонат									
m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$	m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$
29,8328	29,8467	0,0139	29,5235	0,000471	32,3852	32,3877	0,0025	29,52	0,00008
29,0354	29,0561	0,0207	29,4488	0,000703	30,8157	30,8211	0,0054	29,45	0,00018
27,8609	27,8857	0,0248	27,6616	0,000897	29,827	29,8353	0,0083	27,66	0,00030
31,9955	32,0258	0,0303	31,4746	0,000963	33,2016	33,2118	0,0102	31,47	0,00032
Э-82					Без акрила				
Металл									
m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$	m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$
44,032	44,0352	0,0032	5,52	0,00058	44,1573	44,1576	0,0003	5,52	0,000054
33,8126	33,8281	0,0155	3,80	0,004079	33,8963	33,897	0,0007	3,80	0,000184
49,7561	49,7925	0,0364	5,02	0,007248	49,8147	49,8149	0,0002	5,02	0,00004
55,2907	55,3313	0,0406	5,97	0,006806	55,3037	55,3068	0,0031	5,97	0,00052
Терриген									
m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$	m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$
24,9936	25,002	0,0084	26,844	0,000313	27,5673	27,5716	0,0043	26,844	0,000160
14,3043	14,3193	0,015	17,671	0,000849	16,4627	16,4698	0,0071	17,671	0,000402
20,7537	20,7812	0,0275	24,859	0,001106	22,3289	22,3329	0,004	24,859	0,000161
22,1187	22,1872	0,0685	25,491	0,002687	22,6778	22,6802	0,0024	25,491	0,000094

Продолжение таблицы 7

Карбонат									
m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$	m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$
33,0218	33,022	0,0002	29,52	0,00001	34,3526	34,3533	0,0007	29,52	0,000024
31,5912	31,5946	0,0034	29,45	0,00012	32,8709	32,8738	0,0029	29,45	0,000098
30,3487	30,3624	0,0137	27,66	0,00050	31,6148	31,6158	0,001	27,66	0,000036
34,1971	34,2339	0,0368	31,47	0,00117	35,1896	35,1923	0,0027	31,47	0,000086
Э-43					Lacryl4443				
Металл									
m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$	m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$
44,1904	44,2242	0,0338	5,52	0,006122	44,4032	44,4732	0,07	5,52	0,0127
33,9107	33,9488	0,0381	3,80	0,010026	34,0778	34,1823	0,1045	3,80	0,0275
49,842	49,9163	0,0743	5,02	0,014796	50,0649	50,2196	0,1547	5,02	0,0308
55,5015	55,5969	0,0954	5,97	0,015992	55,6693	55,9227	0,2534	5,97	0,0425
Терригенные породы									
m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$	m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$
28,7206	28,7458	0,0252	26,844	0,000939	28,771	28,8156	0,0446	26,844	0,0017
22,0566	22,1019	0,0453	17,671	0,002564	24,2072	24,2611	0,0539	17,671	0,0031
24,6952	24,7693	0,0741	24,859	0,002981	28,0898	28,1503	0,0605	24,859	0,0024
23,6307	23,7168	0,0861	25,491	0,003378	23,5781	23,8007	0,2226	25,491	0,0087
Карбонаты									
m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$	m_1 , г	m_2 , г	Δm , г	S , см ²	$\Delta m/S$
34,7365	34,7561	0,0196	29,52	0,000664	34,7365	34,8017	0,0652	29,52	0,0022
33,0375	33,0611	0,0236	29,45	0,000801	33,1749	33,2728	0,0979	29,45	0,0033
31,8265	31,859	0,0325	27,66	0,001175	31,9857	32,1165	0,1308	27,66	0,0047
35,3543	35,3922	0,0379	31,47	0,001204	35,4168	35,5583	0,1415	31,47	0,0045

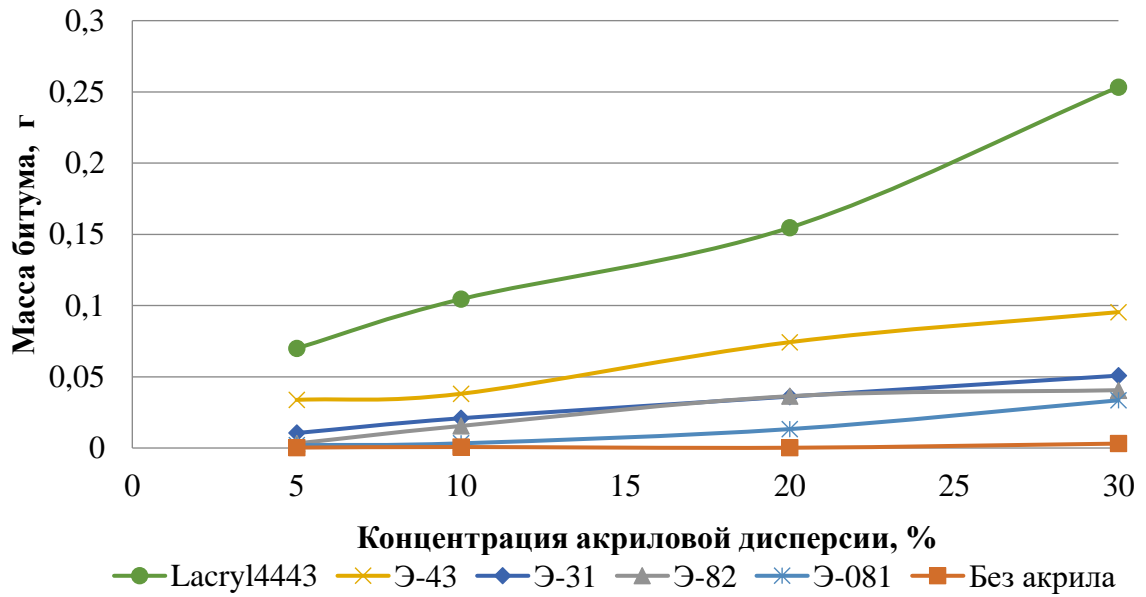


Рисунок 76 – Зависимость массы выпавшего битума на металле от концентрации различных дисперсий

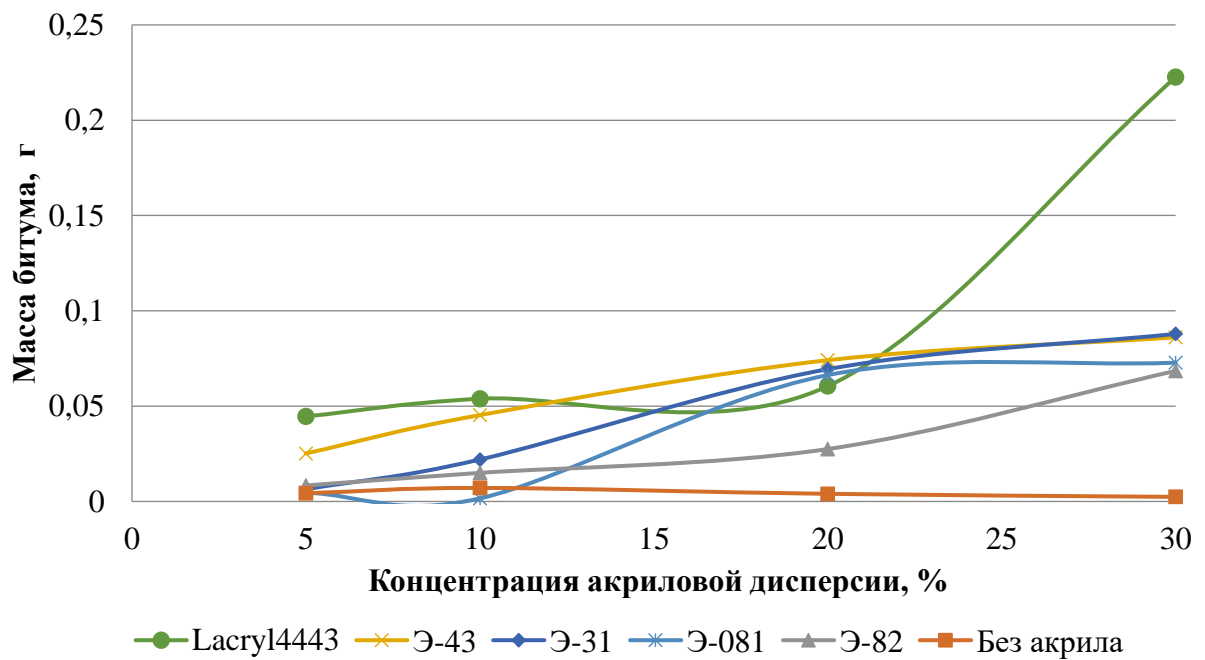


Рисунок 77 – Зависимость массы выпавшего битума на терригенной породе от концентрации различных дисперсий

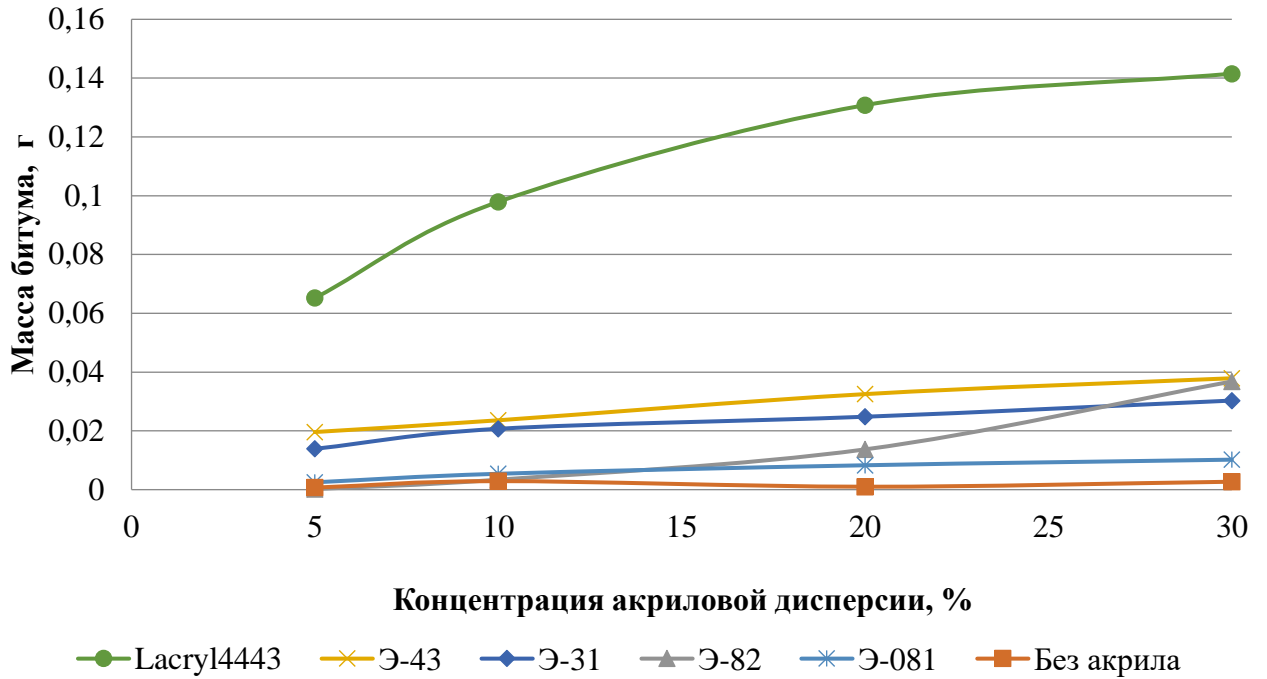


Рисунок 78 – Зависимость массы выпавшего битума на карбонатной породе от концентрации различных дисперсий

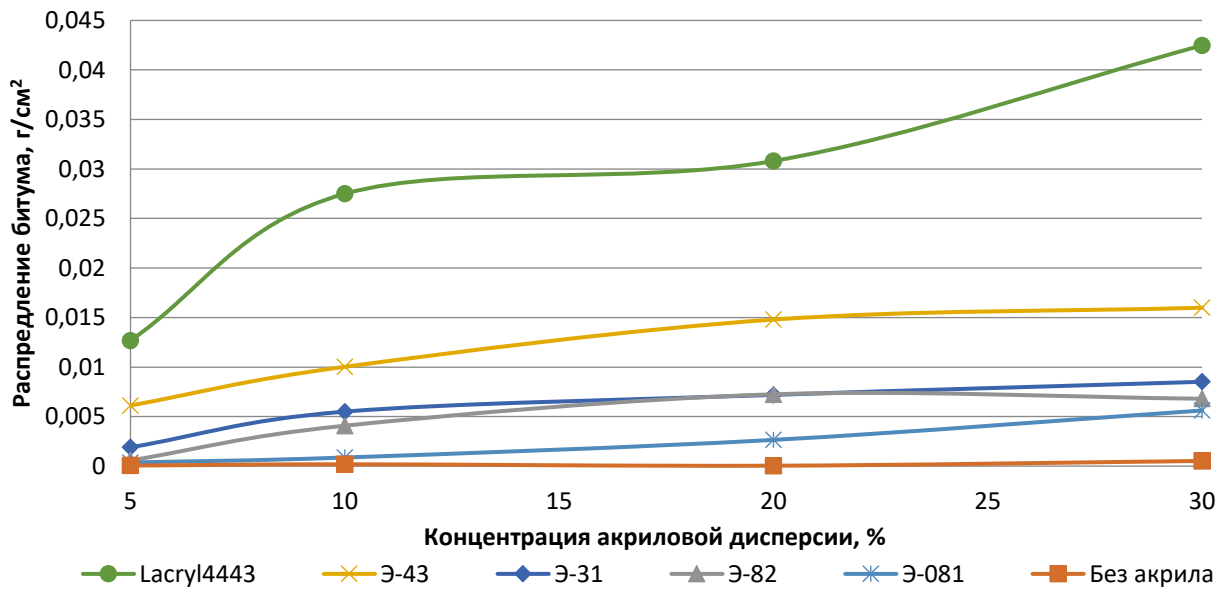


Рисунок 79 – Зависимость распределения массы выпавшего битума на поверхности металла от концентрации различных дисперсий

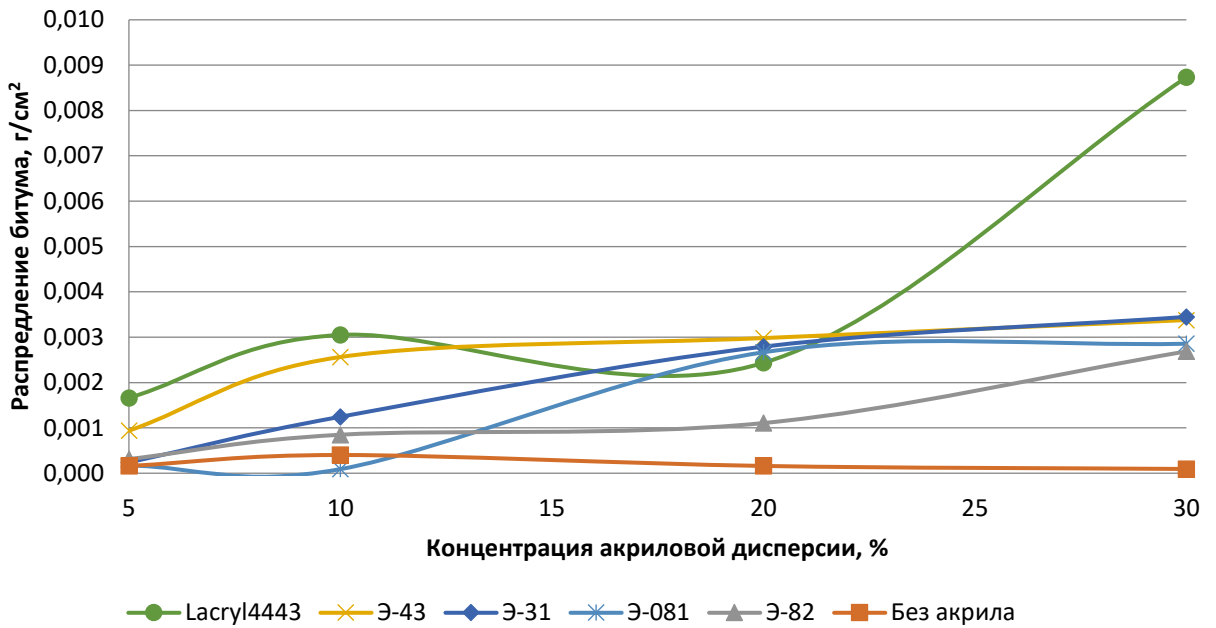


Рисунок 80 – Зависимость распределения массы выпавшего битума на терригенной породе от концентрации различных дисперсий

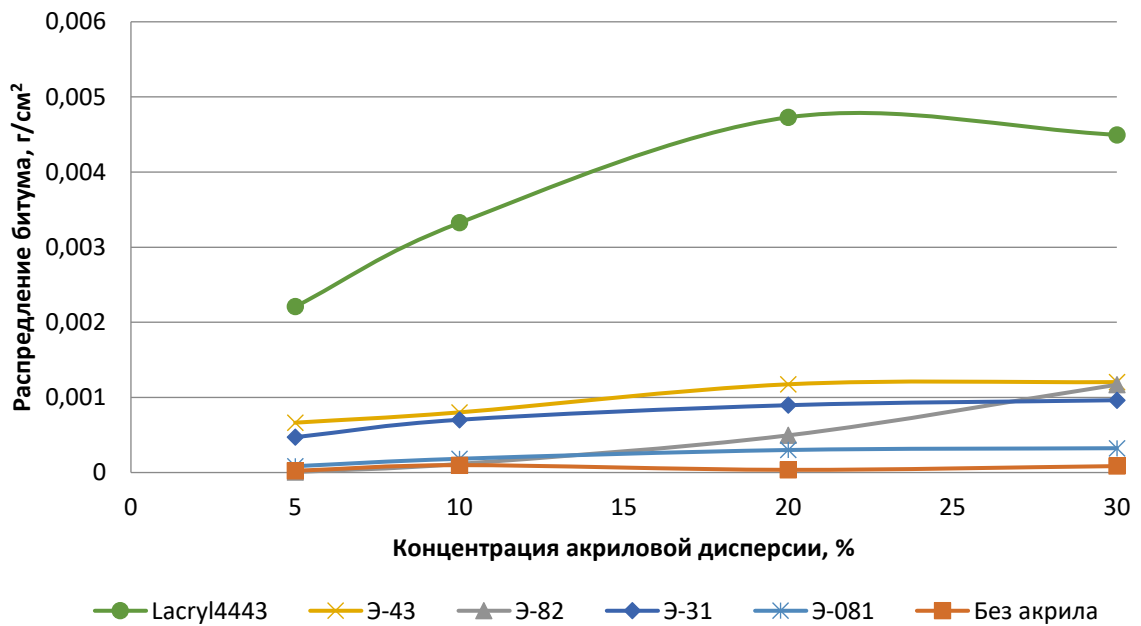


Рисунок 81 – Зависимость распределения массы выпавшего битума на карбонатной породе от концентрации различных дисперсий

Из результатов проведенных исследований следует, что дисперсии с низким рН (3,0–3,6) являются наиболее эффективным средством обработки образцов.

Предварительная обработка всеми акриловыми дисперсиями приводит к увеличению выпадения битума по сравнению с необработанными образцами. Наибольшая масса выпавшего осадка наблюдается на терригенных образцах (0,22 гр.), наименьшая — на карбонатных (0,16 гр.) (рисунки 77 и 78).

Фильтрационные исследования эмульсий проводились на установке СМП-ФЕС2Р с использованием насыпной модели и модели идеальной трещины [97]. При создании модели идеальной трещины применялись практически непроницаемые образцы гидрофильного керна. КERN распилили вдоль, затем половины подобрали так, чтобы модель была цилиндрической формы. Исследования проводились с постоянным расходом фильтрующейся жидкости (воды). Во всех экспериментах фильтрацию воды осуществляли с начальным расходом 0,1 см³/мин, после чего расход увеличивали ступенчато до 1,0 см³/мин. Как видно из таблицы 8, при закачке битумной эмульсии Б-52 как для насыпной модели, так и для модели идеальной трещины наблюдается общая тенденция снижения проницаемости по воде. В целом результаты очень близки: 32,8 % — для насыпной модели и 33,6 % — для модели идеальной трещины. При этом для насыпной модели степень снижения проницаемости практически не зависит от скорости фильтрации. На модели идеальной трещины наблюдается тенденция снижения эффекта изоляции от скорости фильтрации, что свидетельствует о дополнительном выносе битумных частиц из системы трещин. Если в нефтенасыщенной модели при расходе 0,1 см³/мин наблюдается снижение проницаемости (эксперимент № 3), то при увеличении расхода проницаемость образца восстанавливается [97].

При проведении фильтрационных исследований с первоначальной закачкой акриловой дисперсии с последующим нагнетанием эмульсии во всех экспериментах наблюдается затухание фильтрации как в водонасыщенной, так и нефтенасыщенной моделях пласта.

В качестве примера на Рисунке 82 представлены результаты фильтрационного эксперимента на водонасыщенной модели идеальной трещины (в таблице 8 — эксперимент номер 2 для щелевой модели).

Таблица 8 – Результаты фильтрационных экспериментов

№	Расход, см ³ /мин	Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²		Состав	Модель	Снижение проницаемости, %
		до	после			
Насыпная модель						
1	0,1	19,59	12,78	Битумная эмульсия Б-52	Водонасыщенная	34,8
	0,5	29,44	19,60			33,4
	1	29,31	19,71			32,8
Щелевая модель						
1	0,1	272,20	100,81	Битумная эмульсия Б-52	Водонасыщенная	63,0
	0,5	330,20	196,36			40,5
	1	354,20	235,17			33,6
2	0,1	269,81	0,00	30% Lacryl 4443 + битумная эмульсия Б-52	Водонасыщенная	100,0
	0,5	274,20	0,00			100,0
	1	294,45	0,00			100,0
3	0,1	205,41	151,00	Битумная эмульсия Б-52	Нефтенасыщенная	26,5
	0,5	235,29	309,20			-31,4 (увеличение проницаемости)
	1	236,01	329,30			-39,5 (увеличение проницаемости)
4	0,1	174,12	0,15	30% Lacryl 4443 + битумная эмульсия Б-52	Водонасыщенная	99,9
	0,5	179,97	0,00			100,0
	1	183,31	0,00			100,0
5	0,1	231,15	0,80	30% Lacryl 4443 + битумная эмульсия Б-52	Водонасыщенная	99,7
	0,5	249,75	0,00			100,0
	1	256,01	0,00			100,0

Для различных скоростей качестве примера на Рисунке 82 представлены результаты фильтрационного эксперимента на водонасыщенной модели идеальной трещины (в таблице 8 — эксперимент номер 2 для щелевой модели). Для различных скоростей фильтрации проницаемость трещины снижается до нуля. Максимальный градиент давления, при котором происходит прорыв воды по трещине, составил 59,33 МПа/м [97].

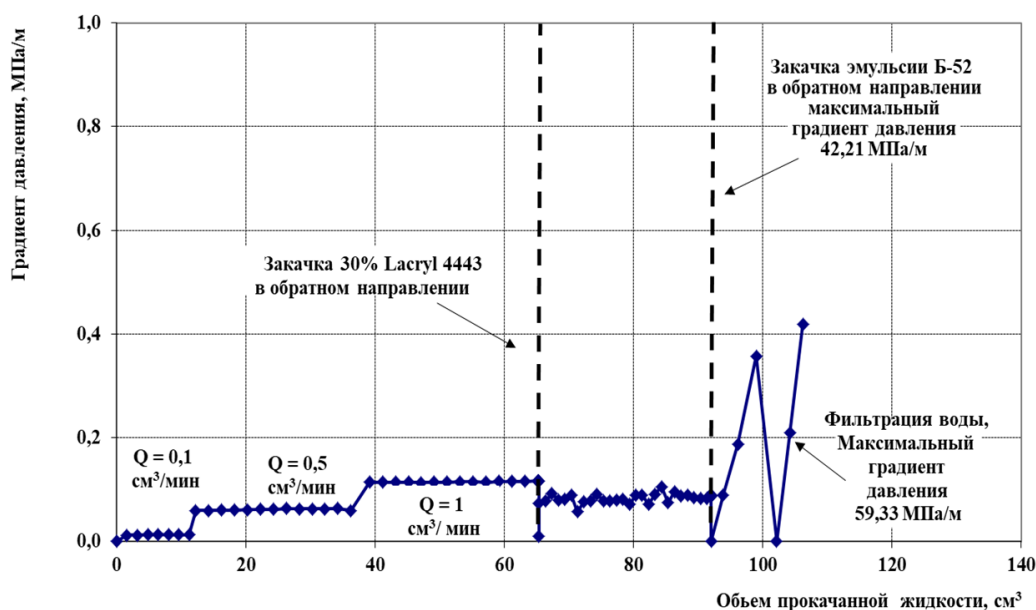


Рисунок 82 - Результаты фильтрационного эксперимента на водонасыщенной модели идеальной трещины

Выводы по главе 4

1 По результатам измерения кривых течения эмульсий можно сделать вывод, что ОЭ являются псевдопластичными жидкостями, т.е. касательное напряжение, зависящее от скорости сдвига, описывается степенной функцией (моделью Оствальда-де Ваале).

2 Эффект динамического запираания виден при течении ОЭ в капиллярах. До момента запираания течение эмульсий происходит практически с постоянным расходом, что обусловлено тем, что они динамически стабильны. Эффект динамического запираания обнаруживается также и в плоском течении в ячейке Хеле-Шоу. При высокой концентрации хризотила (5 %) запираание происходит практически мгновенно, чего нельзя сказать об эмульсиях, стабилизированных аэросилом (запираание в течение 33 мин). Это можно объяснить тем, что хризотил представляет собой анизотропные частицы, способные ориентироваться в потоке.

3 Результаты экспериментов, полученные на фильтрационной установке, показали, что наилучшими удерживающими свойствами обладают ОЭ, стабилизированные хризотилом. Они проявляют удерживающие способности при

больших перепадах давления, при этом сохраняются в образце, что показывает их эффективность в качестве жидкостей выравнивания профиля притока.

4 Установлены преимущества применения прямых битумных эмульсий (ПБЭ) в различных процессах борьбы с текущим и преждевременным обводнением нефтяных скважин: низкая начальная вязкость указанных эмульсий; высокая проникающая способность в поровое пространство коллектора; наличие гидрофобной плёнки битума, непроницаемой для воды; устойчивость к воздействию агрессивных сред (щёлочей и кислот); термостабильность.

5 В ходе выполнения фильтрационных экспериментов на насыпной модели и модели идеальной трещины с ПБЭ была доказана их селективная способность, проявляющаяся в снижении проницаемости по воде на 32,8 % в насыпных моделях и 33,6 % – на модели идеальной трещины и отмечено затухание фильтрации ПБЭ как на нефтенасыщенной модели пласта, так и водонасыщенной, проявляющая разную степень снижения проницаемости.

6 Предложен и обоснован технологический прием, повышающий эффективность реализации промысловых испытаний технологии проведения РИР, учитывающий процесс селективности при закачке ПБЭ в неоднородный пласт и проблему водоограничения, связанную с уточнением источников обводнения скважины. Для изоляции водонасыщенных пропластков рекомендована «схема селективной изоляции», то есть закачка ПБЭ катионного типа для ликвидации заколонных перетоков, устранения негерметичности эксплуатационной колонны и муфтовых соединений – закачка ПБЭ катионного типа с предварительной закачкой акриловой дисперсии, обеспечивающей достижение высоких адгезионных свойств битума с поверхностью горной породы и металлом, реализуя механизм, основанный на способности анионоактивного полимера адсорбироваться на указанных поверхностях, обеспечивая стабилизацию свойств ПБЭ, повышая эффективность применения технологического процесса.

5 ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКОРТОСТАНА

5.1 Постановка задач для опытно-промысловых испытаний

Вследствие невозможности полностью смоделировать условия конкретного месторождения бывает затруднительно в полном объеме провести фильтрационные и физико-химические исследования. Дополнением к лабораторным экспериментам по определению наилучших условий использования создаваемых технологических составов на основе ОЭ являются опытно-промысловые испытания (ОПИ). В ходе ОПИ формулируются новые цели и задачи, которые могут быть усложнены по сравнению с лабораторными экспериментами. Главной задачей становится получение технологического эффекта в следующих условиях.

Наиболее важными из них является оценка влияния на эффективность испытываемых технологий следующих факторов:

- неоднородность коллекторов;
- наличие или отсутствие связности пластов, а также различие в проницаемости отдельных пропластков;
- значение текущей остаточной нефтенасыщенности исследуемых пластов;
- текущая обводненность на исследуемом объекте по отдельно взятым скважинам;
- приемистость окружающих нагнетательных скважин;
- технологическая схема проведения испытаний, объемы закачиваемых в пласт реагентов.

План работ включал в себя следующие этапы:

1 Обоснование технологии ограничения водопритоков для проведения ОПИ на карбонатных коллекторах с учетом источников обводнения. Выбор скважин-

кандидатов для технологии ограничения водопритоков с использованием критериев, определяющих метод воздействия. Обоснование дизайна технологического процесса, алгоритма расчета технологических показателей для реальных промысловых объектов карбонатных коллекторов.

2 Входной контроль модифицированного состава обратной эмульсии. Уточнение его совместимости с пластовыми флюидами. Подбор соотношения углеводородной фазы к водной фазе и эмульгатора с добавкой твердой дисперсной фазы для обеспечения стабильности исходных компонентов с пластовыми флюидами. Реологические исследования, уточняющие вязкостные характеристики обоснованного состава для конкретной скважины (авторская методика).

3 Геофизические исследования с целью уточнения интервалов обводнения (негерметичность эксплуатационной колонны и заколонные перетоки).

4 Техника и технология приготовления модифицированных обратных эмульсий на устье скважины, обеспечение контроля за реализацией технологического процесса селективной водоизоляции согласно техническому заданию.

5 Оценка технологической эффективности, разработка инструкции на технологический процесс ограничения водопритока с регулируемым временем стабилизационного периода и высокими прочностными характеристиками, позволяющими достигать эффект динамического запирания.

5.2 Последовательность проведения ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах с использованием исследуемых композиций

Далее приведена последовательность осуществления операций при проведении ремонтно-изоляционных работ с использованием ОЭ на подобранных обводнившихся скважинах [98].

Колонну труб (КТ) со стоп-кольцом и пером спускают до забоя и промывают скважину обратной циркуляцией в объеме 1,5 объема скважины. Проводят

промысловые геофизические исследования (ПГИ) для оценки состояния эксплуатационной колонны и определения обводненных и работающих интервалов перфорации. Эксплуатационную колонну прорабатывают в зоне посадки пакера. Определяется приемистость пласта, колонна опрессовывается.

Эмульсионный состав готовится на устье скважины из скважинной продукции (нефть пласта, на котором проводятся работы, – 22 %; вода пластовая – 70 %, эмульгатор Девон 4в марка А – 8 %). В качестве наполнителя и стабилизатора эмульсионного состава вводится хризотил в количестве 50 кг на 1 м³ эмульсии.

Для приготовления состава необходимо: в осреднительную емкость набрать расчетное количество минерализованной воды, приготовить на мернике агрегата путем перемешивания на циркуляции заданный объем нефти и эмульгатора. С помощью насоса цементировочного агрегата ЦА-320 произвести перемешивание полученной нефти с эмульгатором и минерализованной водой через гидравлический диспергатор до получения однородной эмульсии требуемой вязкости.

В трубное пространство закачивается эмульсионный состав в заданном объеме (15 м³) при давлении не более $P = 100$ атм. В случае роста давления выше 100 атм при закачке эмульсионного состава закачку останавливают и ждут падения давления до 60 атм. Продавку эмульсионного состава осуществляют продавочной жидкостью (технической водой) в объеме $V = 3,3$ м³ при давлении не более 100 атм.

После закачки состава закрывают скважинную задвижку. Проводят демонтаж технологической и нагнетательной линий. Ликвидируют возможные разливы химреагентов.

Задав в призабойную зону заранее рассчитанное количество ОЭ, скважину промывают нефтью от оставшихся в стволе компонентов состава и отключают на 48 ч.

Для проведения промысловых испытаний рассматриваемой технологии требуется техника и оборудование, представленные в Таблице 9.

Таблица 9 – Необходимые технические средства для выполнения ремонтно-изоляционных работ с использованием стабилизированной обратной эмульсии

Подъемная установка – для проведения спуско-подъемных операций колонн насосно-компрессорных труб
Цементировочный агрегат ЦА-320 – для смешения исходных компонентов состава и дальнейшей его закачки
Емкость 20 м ³ – для подвоза пластовой воды и хранения приготовленной эмульсии
Диспергатор – для смешивания исходных компонентов

5.3 Расчет основных технологических параметров процесса обработки призабойной зоны скважины эмульсионным составом

1 Зависимость остаточного фактора по воде Z_a от расхода Q для селективного состава на углеводородной основе имеет вид [99-100]:

$$Z_a = 2064,2Q^{-0,93}.$$

2 Зависимость остаточного фактора сопротивления по нефти Z_o от расхода Q имеет вид:

$$Z_o = 8,54Q^{-0,97}.$$

3 Линейный расход v на стенке скважины радиусом R_w составляет (для вертикальной скважины):

$$v = Q/S = Qm_f / 2\pi R_w h,$$

где S – площадь сечения на стенке скважины, через которое осуществляется фильтрация жидкости;

m_f – трещиноватость, д. ед.;

h – толщина пласта, м.

Зная линейный расход жидкости, можем определить действующий при таком расходе остаточный фактор сопротивления и, соответственно, прогнозировать снижение дебитов пластовых флюидов после газо- и водоизоляционных работ.

4 Высота цилиндра h будет зависеть от его радиуса r_y :

$$h = (r_y - R_w) \operatorname{tg} \varphi,$$

где R_w - радиус скважины по долоту;

φ - средний угол падения трещин в пределах залежи.

5 Для рассматриваемого состава вычислить минимально допустимый размер экрана H_{\min} :

$$H_{\min} = \Delta P / (dp/dl)_{a,cr},$$

где ΔP - депрессия на пласт;

$(dp/dl)_{a,cr}$ - критический градиент данного состава по воде.

6 Определить минимальный объем состава, при закачивании которого за колонну должна соблюдаться качественная изоляция водо- или газопритока.

7 Зная предполагаемый режим работы скважины после РИР, определить линейную скорость фильтрации флюидов через стенки скважины согласно формуле (3).

8 Вычислить объемный расход соответствующей фильтрации флюидов Q через модель трещины с полученной скоростью v по формуле

$$Q = 5,4 \cdot 10^{-6} v,$$

результат выразить в кубических сантиметрах в минуту.

9 Определяется фактор остаточного сопротивления для каждого флюида, участвующего в процессе фильтрации.

10 Рассчитать дебиты каждого флюида с учетом остаточных факторов сопротивления и возможного изменения депрессии после ремонта скважины:

$$Q_{fin} = \frac{Q_{st}}{Z} \cdot \frac{\Delta P_{fin}}{\Delta P_{st}},$$

где Q_{fin} - дебит флюида после РИР;

Q_{st} - расход флюида до РИР;

ΔP_{st} - депрессия на пласт до РИР;

ΔP_{fin} - депрессия на пласт после РИР;

Z - остаточный фактор сопротивления по данному флюиду.

В случае, если экран для данного флюида является устойчивым, считать фактор остаточного сопротивления по нему бесконечно большим. Если в нефтенасыщенный пласт тампонажный состав не попал, считать, что остаточный фактор сопротивления по нефти равен единице.

11 Рассчитать обводненность или газовый фактор после РИР.

Объем тампонажного состава, заполнившего такой цилиндр, будет определяться следующим образом

$$V = \pi(r_y^2 - R_w^2) [2(r_y - R_w) \operatorname{tg} \varphi + l_p] m_f,$$

где m_f - трещиноватость, д. ед.;

l_p – интервал закачивания, м.

5.4 Расчет дизайна обработки скважин

Скважиной № 2638 Югомашевского месторождения вскрыт продуктивный пласт – $C_{\text{бш}}$ (1070,9–1071,6; 1072,2–1074,5; 1076,3–1077,5; 1077,5–1078,2) с высотой перфорированного интервала нефтенасыщенной мощности 4,9 м. До обработки скважина работала с дебитом 4,3 м³/сут и обводненностью 48,8 %. С целью прогноза технологической эффективности ремонтно-изоляционных работ скважины подготовлен проект дизайна (Рисунок 83, Таблица 10).

По составленному дизайну был подготовлен технологический план работ, согласованный с Заказчиком, со следующими параметрами: глубина спуска труб НКТ 73 × 5,5 мм на 1070 м, пакер установлен на глубину – 1060 м.

Скважиной № 1782 Петропавловского месторождения вскрыт продуктивный пласт – $C_{\text{тур}}$ (1608,0–1608,8; 1609,2–1612,4; 1615,6–1618,8; 1619,6–1620,4) с высотой перфорированного интервала нефтенасыщенной мощности 8 м.

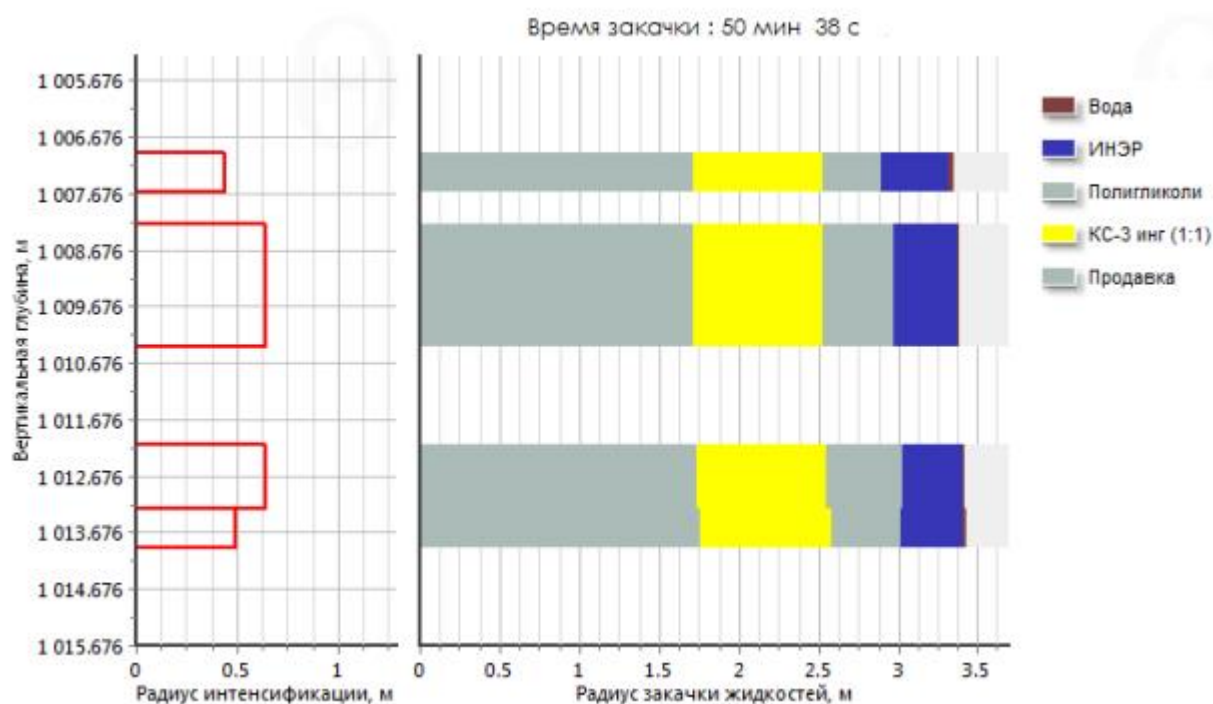


Рисунок 83 – Распределение закачиваемых жидкостей по пропласткам при кислотной обработке скважины № 2638 Югомашевского месторождения

Таблица 10 – Результаты расчета прогноза технологической эффективности кислотной обработки скважины № 2638 Югомашевского месторождения

Параметр	До обработки	После обработки
Забойное давление, атм	9,2	9,2
Безразмерный индекс продуктивности	0,083	0,184
Дебит жидкости, м ³ /сут	4,3	9,6
Дебит нефти, т/сут	2,2	5
Прирост дебита нефти, т/сут	–	2,8

До обработки скважина работала с дебитом 9,05 м³/сут и обводненностью 67,7 %. С целью прогноза технологической эффективности ремонтно-изоляционных работ на скважине подготовлен проект дизайна (Рисунок 84, Таблица 11).

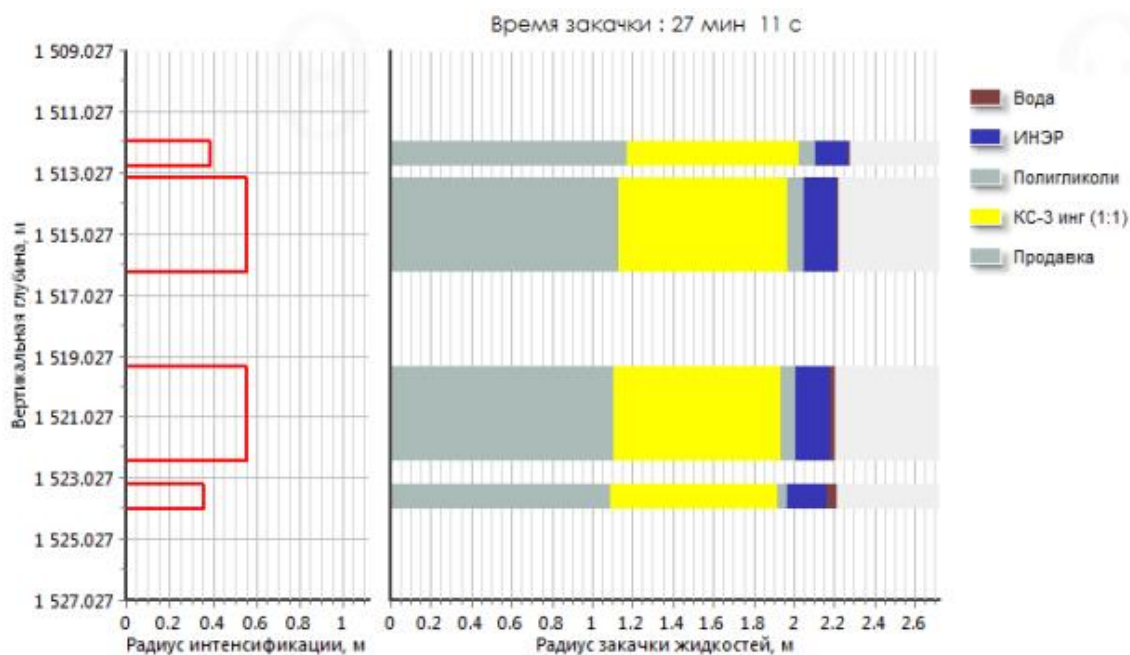


Рисунок 84 – Распределение закачиваемых жидкостей по пропласткам при РИР скважины № 1782 Петропавловского месторождения

Таблица 11 – Результаты расчета прогноза технологической эффективности кислотной обработки скважины № 1782 Петропавловского месторождения

Параметр	До обработки	После обработки
Забойное давление, атм	23,6	23,6
Безразмерный индекс продуктивности	0,083	0,171
Дебит жидкости, м ³ /сут	9,05	18,9
Дебит нефти, т/сут	2,5	5,3
Прирост дебита нефти, т/сут	–	2,8

По составленному дизайну был подготовлен технологический план работ, согласованный с Заказчиком, со следующими параметрами: глубина спуска труб НКТ 73 × 5,5 мм на 1608 м, пакер установлен на глубину – 1598 м.

Скважиной №10 КНД Копей-Кубовского месторождения вскрыт продуктивный пласт – С_{тур} (1302–1312) с высотой перфорированного интервала нефтенасыщенной мощности 10,2 м. До обработки скважина работала с дебитом 5,01 м³/сут и обводненностью 90,1 %. С целью прогноза технологической

эффективности кислотной обработки скважины подготовлен проект дизайна (Рисунок 85).

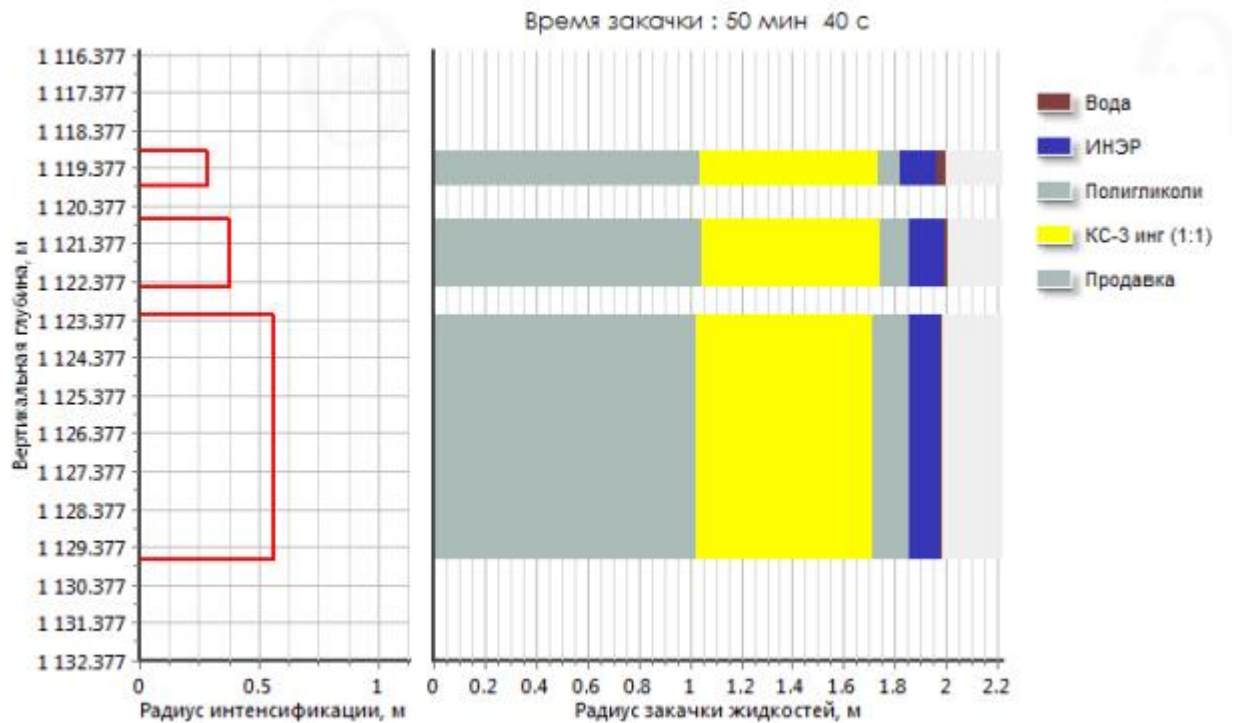


Рисунок 85 – Распределение закачиваемых жидкостей по пропласткам при РИР скважины № 10КНД Копей-Кубовского месторождения

5.5 Результаты опытно-промысловых водоизоляционных работ на основе обратных эмульсий

Технологический процесс комплексного воздействия был реализован на трёх скважинах (№ 1782 Петропавловского, № 2638 Югомашевского и № 10КНД Копей-Кубовского месторождений) ПАО АНК «Башнефть». Комплексный процесс предусматривал циклическую закачку оторочек химреагентов. Так, закачка первой оторочки предусматривала блокирование высокопроницаемых обводнившихся неоднородных зон карбонатного коллектора обратными эмульсиями, модифицированными твёрдой фазой (хризотилом). Далее – вторая оторочка,

состоящая из кислотной композиции с замедлителем (добавка лигнинсодержащих компонентов).

В скважину № 10КНД Копей-Кубовского месторождения (С₁ Турней) предварительная закачка обратной эмульсии осуществлялась с 14 марта 2020 г. по 28 марта 2020 г. Выкипировка из карты разработки представлена на Рисунке 86.

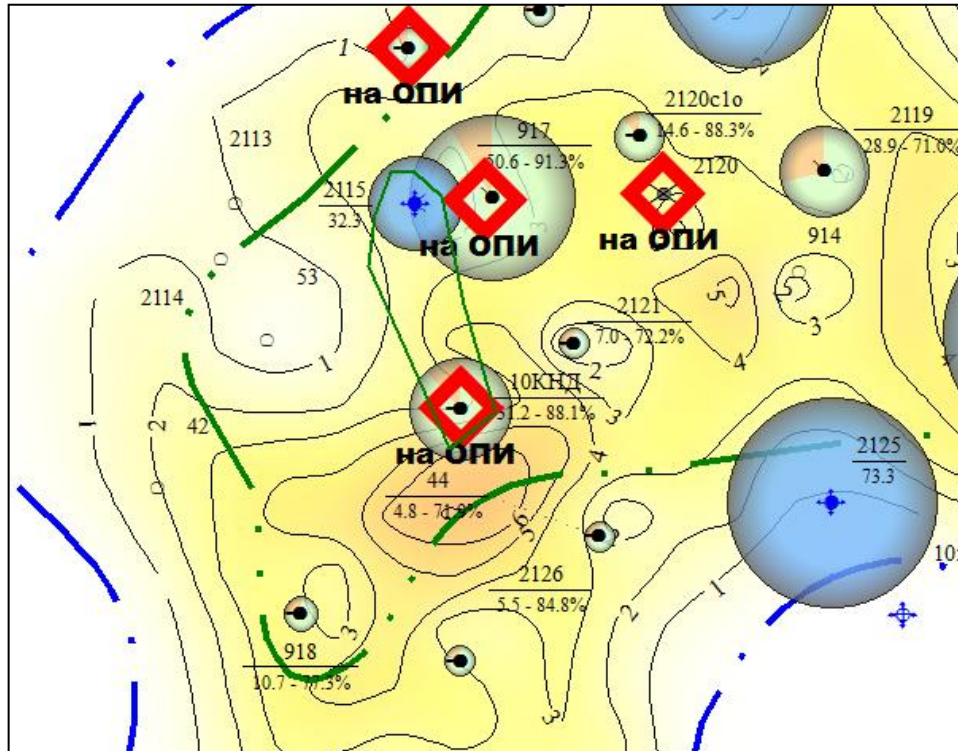


Рисунок 86 – Выкипировка из карты разработки скважины № 10КНД Копей-Кубовского месторождения

Геологический профиль скважины, эксплуатирующей турнейский горизонт, представлен на Рисунке 87.

Общий объем реагента, закачанного в скважину, составил 15 м³ раствора обратной эмульсии (в том числе нефти девонских отложений – 3,3 м³, воды – 10,5 м³, эмульгатора – 1,2 м³, хризотила – 0,75 т).

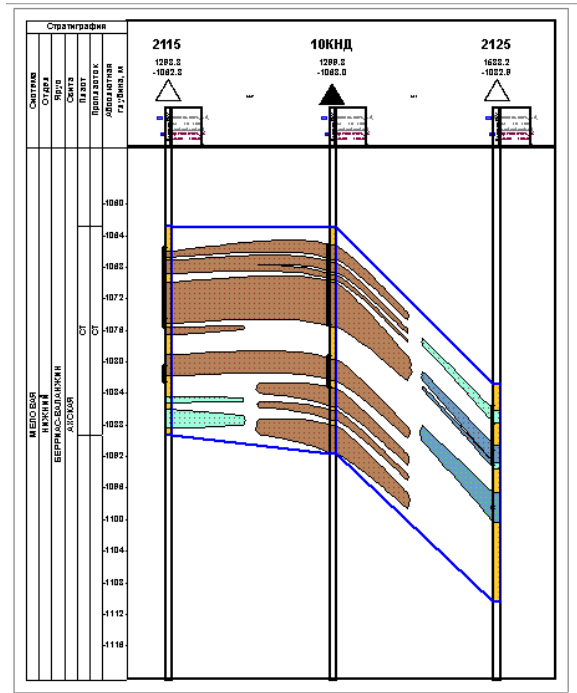


Рисунок 87 – Геологический профиль скважины № 10КНД
Копей-Кубовского месторождения

В ходе анализа промыслового эксперимента по данной скважине получены следующие результаты: до реализации метода воздействия по данным расходомерии работающие интервалы составили: 2,8 м (1307,3–1310,1) и 2,5 м (1317,5–1320,0). После по первому пропластку прирост составил 1,5 м (то есть суммарно 4,3 м), по второму интервалу произошло снижение на 0,5 м продуктивного интервала до 2 м. Иными словами, реализуемый метод подтвердил перераспределение фильтрационных потоков и подключение в работу дополнительного пропластка. Получен прирост дебитов по нефти с 3,5 до 6,2 т/сут.

При запуске скважины, однако, на 31.05.2020 дебит по нефти снизился до 2,8 т/сут (Таблица 12). Обводненность практически не изменилась: с 84 % до 82 % после. Прирост дополнительный добычи нефти по скважине не получен. По-видимому, для установления изоляционного экрана стоит закачивать больше компонентов ОЭ. В результате моделирования расчётный объем был выше фактически закачанного. Кроме того, в ходе проведения исследования расходомерами глубинными дистанционными (РГД) установлены перетоки ниже

интервала 1320–1325 м, наличие которых могли негативно повлиять на результаты испытаний. Стоит отметить, что данные обстоятельства были диагностированы непосредственно перед началом эксперимента. Для таких работ наличие перетоков не является осложняющим фактором, ставящим под сомнение дальнейшее проведение работ.

Таблица 12 – Фактические показатели эксплуатации до и после ОПИ скважины № 10КНД Копей-Кубовского месторождения

Показатели эксплуатации до ОПИ			Показатели эксплуатации после ОПИ					
$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{н}$, т/сут	W , %	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{н}$, т/сут	W , %	$\Delta Q_{ж}$, м ³ /сут	$\Delta Q_{н}$, т/сут	ΔW , %
25,2	3,5	84	24,4	3,0	86	-0,8	-0,5	+2,0

Выкипировка из карты разработки опытной добывающей скважины № 1782 Петропавловского месторождения представлена на Рисунке 88, геологический профиль – на Рисунке 89. Скважина эксплуатирует турнейский пласт в интервале 1616–1626 м. Остаточные запасы по Вороному составляют 14,0 тыс. т, по зависимости логарифма ВНФ от накопленной добычи – 20,8 тыс. т.

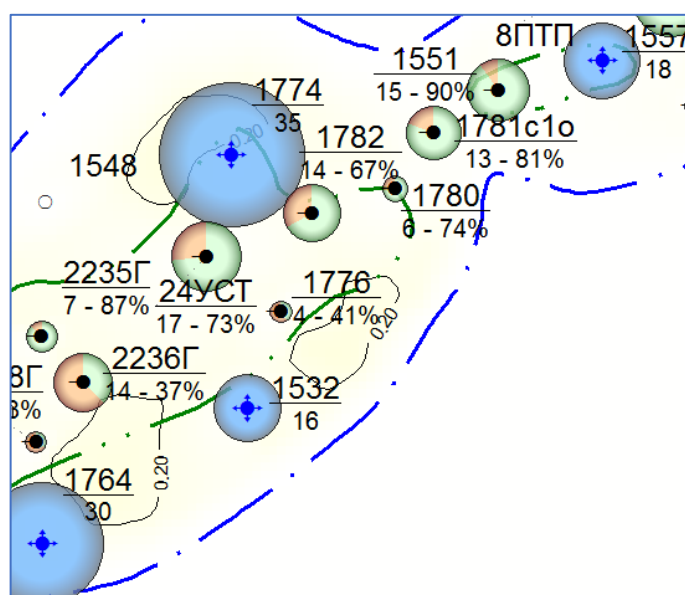


Рисунок 88 – Выкипировка из карты разработки скважины 1782

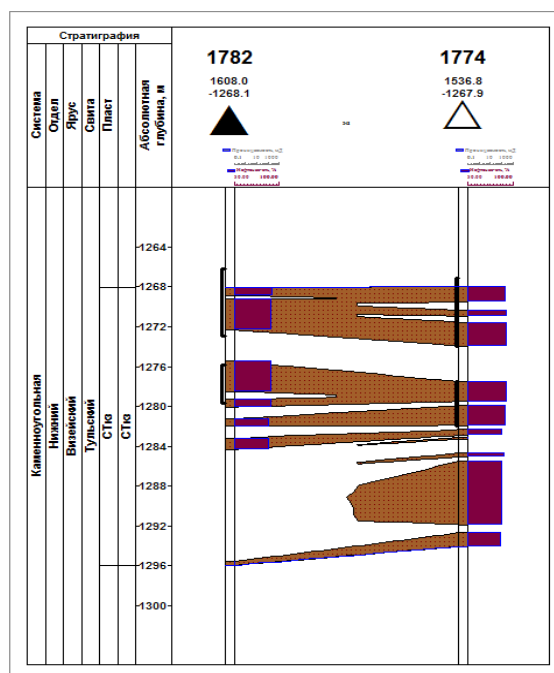


Рисунок 89 – Геологический профиль скважины 1782

В ходе проведенного эксперимента было закачено 15 м^3 раствора обратной эмульсии (в том числе нефти – $3,7 \text{ м}^3$, воды – $10,5 \text{ м}^3$, эмульгатора – $0,6 \text{ м}^3$, хризотила – $0,7 \text{ т}$) с 09.03.2020 по 24.03.2020. В ходе проведенного РГД заколонных перетоков не обнаружено до и после реализации метода. После воздействия работающий интервал не изменился, однако, дебит по нефти до ОПИ составлял $2,9 \text{ т/сут}$, после ОПИ вырос до $4,8 \text{ т/сут}$. Обводненность снизилась с 68% до 47% после запуска скважины. Дополнительная добыча нефти составила 220 т (Таблица 13).

Таблица 13 – Фактические показатели эксплуатации до и после ОПИ скважины № 1782 Петропавловского месторождения

Показатели эксплуатации до ОПИ			Показатели эксплуатации после ОПИ					
$Q_{ж}$, $\text{м}^3/\text{сут}$	$Q_{н}$, т/сут	W , %	$Q_{ж}$, $\text{м}^3/\text{сут}$	$Q_{н}$, т/сут	W , %	$\Delta Q_{ж}$, $\text{м}^3/\text{сут}$	$\Delta Q_{н}$, т/сут	ΔW , %
8,7	2,46	66,5	9,6	4,41	49	+0,9	+1,95	-17,5

Остаточные запасы по Вороному составляют 46,25 тыс. т. Исследование РГД не выявило заколонных перетоков в ходе промыслового эксперимента. В ходе ОПИ было закачано 15 м³ раствора обратной эмульсии (в том числе нефти – 3,3 м³, воды – 10,5 м³, эмульгатора – 1,2 м³, хризотила – 0,75 т) с 26.01.2020 по 05.03.2020.

После закачки расчётной блокирующей оторочки произошло перераспределение фильтрационных потоков и подключение в работу дополнительного интервала продуктивного пласта 4,5 м (1074,5–1079,0 м), то есть прирост составил 2 м.

При этом дебит по нефти до реализации этого воздействия составлял 1,4 т/сут, после данный показатель вырос до 3,8 т/сут (Таблица 14). Дополнительная добыча нефти не превысила 120 т по состоянию на 31.05.2020. В ходе проведения эксперимента проводился контроль за вязкостными характеристиками обратных эмульсий.

Таблица 14 – Фактические показатели эксплуатации до и после ОПИ скважины № 2638 Югомашевского месторождения

Показатели эксплуатации до ОПИ			Показатели эксплуатации после ОПИ					
$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{н}$, т/сут	W , %	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{н}$, т/сут	W , %	$\Delta Q_{ж}$, м ³ /сут	$\Delta Q_{н}$, т/сут	ΔW , %
3,3	1,4	50,3	3,76	2,3	35	+0,46	+0,6	-15,3

Отбирались пробы готовой обратной эмульсии из ёмкости агрегата ЦА-320, и в лаборатории на приборе Haake Viscotester определялась вязкость состава (результаты представлены на Рисунке 92).

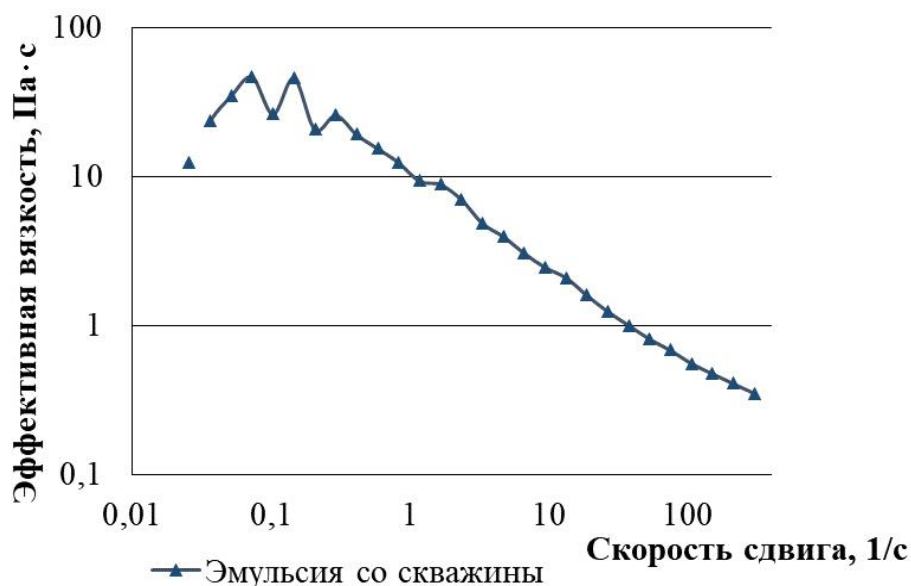


Рисунок 92 – Вязкостные характеристики отобранной эмульсии

Ниже приведена последовательность осуществления операций при проведении ремонтно-изоляционных работ с использованием ОЭ на подобранных обводнившихся скважинах.

Колонну труб со стоп-кольцом и пером спускают до забоя и промывают скважину обратной циркуляцией в объеме 1,5 объема скважины. Проводят исследования ПГИ для оценки состояния эксплуатационной колонны и определения обводненных и работающих интервалов перфорации. Эксплуатационную колонну прорабатывают в зоне посадки пакера. Определяется приемистость пласта, колонна опрессовывается.

Эмульсионный состав готовится на устье скважины из скважинной продукции.

Для приготовления состава необходимо: в осреднительную емкость набрать расчетное количество минерализованной воды; приготовить на мернике агрегата путем перемешивания на циркуляции заданный объем нефти и эмульгатора. С помощью насоса цементировочного агрегата (ЦА-320) произвести перемешивание полученной нефти с эмульгатором и минерализованной водой через

гидравлический диспергатор до получения однородной эмульсии требуемой вязкости.

В трубное пространство закачивается эмульсионный состав в заданном объеме (15 м^3) при давлении не более $P = 100$ атм. В случае роста давления выше 100 атм при закачке эмульсионного состава закачку останавливают и ждут падения давления до 60 атм. Продавку эмульсионного состава осуществляют продавочной жидкостью (технической водой) в объеме $V = 3,3 \text{ м}^3$ при давлении не более 100 атм.

После закачки состава закрывают скважинную задвижку. Проводят демонтаж технологической и нагнетательной линий. Ликвидируют возможные разливы химреагентов.

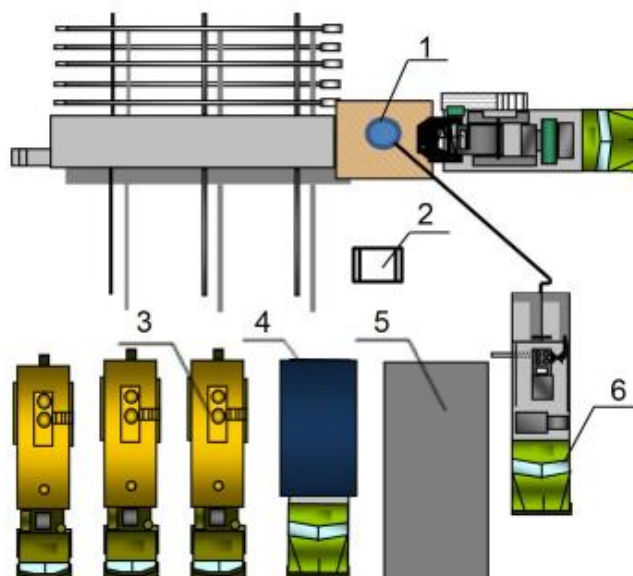
Задав в призабойную зону заранее рассчитанное количество ОЭ, скважину промывают нефтью от оставшихся в стволе компонентов состава и отключают на 48 ч.

Для проведения промысловых испытаний рассматриваемой технологии требуется техника и оборудование, представленные в Таблице 15.

Схема расстановки оборудования при проведении ОПИ представлена на Рисунке 93.

Таблица 15 – Необходимые технические средства для выполнения РИР с использованием ОЭ

Подъемная установка – для проведения спуско-подъемных операций колонн насосно-компрессорных труб
Цементировочный агрегат ЦА-320 – для смешения исходных компонентов состава и дальнейшей его закачке
Емкость 20 м^3 – для подвоза пластовой воды и хранения приготовленной эмульсии
Диспергатор – для смешивания исходных компонентов



- 1 – скважина; 2 – химреагенты;
 3 – автоцистерны с пресной водой;
 4 – осреднительная емкость;
 5 – технологическая емкость $V = 15\text{--}20 \text{ м}^3$;
 6 – цементировочный агрегат ЦА-320

Рисунок 93 – Схема расстановки и обвязки спецтехники при приготовлении и закачке ОЭ

Выводы по главе 5

1 С целью установления технологических характеристик применения обратных эмульсий для ограничения водопритоков выполнены опытно-промысловые испытания на трех скважинах, представленных карбонатными коллекторами (скважина № 1782 Петропавловского, скважина № 10КНД Копей-Кубовского, скважина № 2638 Югомашевского месторождений). Обоснована последовательность проведения ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах с использованием обратных эмульсий с включением твердой фазы. Предложен дизайн технологического процесса применения обратных эмульсий на опытных скважинах исследуемых месторождений (прогнозные показатели объема эмульсионного состава, радиус его проникновения в пласт, величина

дополнительной добычи нефти). Установлены вязкостные характеристики эмульсионного состава непосредственно в промысловых условиях перед их закачкой в пласт, позволяющие снизить риски реализации технологии в условиях пласта. Подтверждена удовлетворительная технологическая эффективность реализуемого процесса, заключающегося в изоляции промытых высокопроницаемых зон пласта.

2 По двум опытным скважинам (скважина № 1782 Петропавловского, скважина № 2638 Югомашевского месторождений) получена дополнительная добыча нефти соответственно – 420 и 120 т на дату анализа. По скважине № 10КНД Копей-Кубовского месторождения не достигнута технологическая эффективность. По-видимому, по данной скважине не был закачан достаточный объем обратной эмульсии. Разработана инструкция на технологический процесс ограничения водопритока с применением обратных эмульсий с включением твердой фазы с высокими прочностными характеристиками, позволяющими достигать эффект динамического запираания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Обобщены результаты применения теоретических, экспериментальных и промысловых исследований обратных эмульсий (ОЭ), применяемых в процессах ограничения водопритоков в различных геолого-физических условиях послойно-неоднородных пластов.

2 Выполнены физико-химические и реологические исследования, в результате которых определены зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига обратных эмульсий с включением стабилизирующей твердой фазы (аэросил, хризотил). Установлены зависимости роста напряжения сдвига от концентрации твердой фазы и оптимальные составы обратных эмульсий, состоящие из 22 % нефти, 8 % эмульгатора, 70 % пластовой воды и 50 кг/м³ хризотила для дальнейших реологических и фильтрационных исследований.

3 Выполнены фильтрационные исследования с применением ОЭ в моделируемых условиях турнейских и башкирских пластов указанных месторождений Республики Башкортостан. Установлен и подтвержден эффект динамического запираания при использовании ОЭ с включением твердой дисперсной фазы, позволяющий обеспечить затухание фильтрационных процессов и обеспечить рост градиента давления, придавая высокие изолирующие свойства модифицированным ОЭ.

4 Установлены преимущества применения прямых битумных эмульсий (ПБЭ) в различных процессах борьбы с текущим и преждевременным обводнением нефтяных скважин: низкая начальная вязкость указанных эмульсий; высокая проникающая способность в поровое пространство коллектора; наличие гидрофобной плёнки битума, непроницаемой для воды; устойчивость к воздействию агрессивных сред (щёлочей и кислот); термостабильность.

5 В ходе выполнения фильтрационных экспериментов на насыпной модели и модели идеальной трещины с ПБЭ была доказана их селективная способность, проявляющаяся в снижении проницаемости по воде на 32,8 % в насыпных моделях и 33,6 % – на модели идеальной трещины и отмечено затухание фильтрации ПБЭ

как на нефтенасыщенной модели пласта, так и водонасыщенной, проявляющая разную степень снижения проницаемости.

6 Предложен и обоснован технологический прием, повышающий эффективность реализации промысловых испытаний технологии проведения РИР, учитывающий процесс селективности при закачке ПБЭ в неоднородный пласт и проблему водоограничения, связанную с уточнением источников обводнения скважины. Для изоляции водонасыщенных пропластков рекомендована «схема селективной изоляции», то есть закачка ПБЭ катионного типа для ликвидации заколонных перетоков, устранения негерметичности эксплуатационной колонны и муфтовых соединений – закачка ПБЭ катионного типа с предварительной закачкой акриловой дисперсии, обеспечивающей достижение высоких адгезионных свойств битума с поверхностью горной породы и металлом, реализуя механизм, основанный на способности анионоактивного полимера адсорбироваться на указанных поверхностях, обеспечивая стабилизацию свойств ПБЭ, повышая эффективность применения технологического процесса.

7 Предложена методика оценки технологических параметров процесса (объемов ОЭ, радиуса проникновения). Обоснован алгоритм технологического процесса, включающий обоснование технологии приготовления, реагента, его доставки и размещения в поровой среде. Проведены опытно-промысловые испытания обратных эмульсий, стабилизированных твердой дисперсной фазой, на трех скважинах карбонатных коллекторов ПАО АНК «Башнефть» (№ 1782 Петропавловского, № 10КНД Копей-Кубовского, № 2638 Югомашевского месторождений) и установлена технологическая эффективность процесса (по скважине № 1782 – 420 т, по скважине № 2638 – 120 т дополнительно добытой нефти).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Орлов, Г. А. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче / Г. А. Орлов, М. Ш. Кендис, В. Н. Глущенко. – М. : Недра, 1991. – 224 с.
2. Орлов, Г. А. Технология глушения скважин с использованием обратной эмульсии и минерализованной воды / Г. А. Орлов, М. Х. Мусабилов, Я. И. Сулейманов // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 8. – С. 43–44.
3. Телин, А. Г. Реологическое тестирование обратных эмульсий на основе отечественных эмульгаторов в качестве блокирующих жидкостей при глушении скважин / А. Г. Телин, В. Х. Сингизова, Г. З. Калимуллина // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 12. – С. 42–47.
4. Ахметов, А. Т. Новые принципы применения обратных водонефтяных эмульсий в потокоотклоняющих технологиях и глушении скважин / А. Т. Ахметов, А. Г. Телин, М. В. Мавлетов // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 3. – С. 119–126.
5. Ахметов, А. Т. Физические основы применения потокоотклоняющих технологий на базе инвертных дисперсий / А. Т. Ахметов, В. В. Глухов, М. В. Мавлетов, А. Г. Телин // Добыча, подготовка и транспорт нефти и газа : матер. III Всеросс. науч.-практ. конф. – Томск : Изд-во института оптики атмосферы СО РАН, 2004. – С. 13–17.
6. Ахметов, А. Т. Особенности течения дисперсии из микрокапель воды в микроканалах / А. Т. Ахметов, С. П. Саметов // Письма в ЖТФ. – 2010. – Т. 36. – Вып. 22. – С. 21–28.
7. Ахметов, А. Физическое моделирование и методы визуализации при разработке основ нетрадиционных технологий на базе инвертных дисперсий / А. Ахметов, А. Телин, В. Глухов, М. Силин // Технологии ТЭК. Нефть и капитал. – 2004. – № 1 (14). – С. 33–36.
8. Телин, А. Г. Разработка водоизолирующих реагентов на основе инвертных водонефтяных эмульсий, содержащих мелкодисперсную твердую фазу / А. Г.

Телин, А. Т. Ахметов, Р. Р. Асадуллин, Н. В. Савицкий, Л. Е. Ленченкова // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 6. – С. 79–84.

9. Ахметов, А. Дисперсионные и реологические характеристики обратных водонефтяных эмульсий на основе нефтей Приобского и Мамонтовского месторождений / А. Ахметов, А. Телин, А. Корнилов // Научно-технический вестник ЮКОС. – 2004. – № 9. – С. 43–50.

10. Ахметов, А. Т. Преобразование инвертных водонефтяных дисперсий при течении в каналах / А. Т. Ахметов, А. Г. Телин, В. В. Глухов // Современное состояние процессов переработки нефти : матер. науч.-практ. конф. – Уфа : Изд-во ГУП ИНХП, 2004. – С. 262–263.

11. Ленченкова, Л. Е. Лабораторные исследования обратных эмульсий типа Пикеринга для внутрипластовой водоизоляции неоднородных коллекторов / Л. Е. Ленченкова, Р. Р. Асадуллин, И. М. Хажии-Алиев // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2022. – № 5. – С. 84–101.

12. Ахметов, А. Т. Движение эмульсий в щелевых и пористых структурах / А. Т. Ахметов, А. Г. Телин, В. В. Глухов, М. В. Мавлетов // Повышение нефтеотдачи пластов : тр. 12-го Европейского симпозиума. – Казань, 2003. – С. 212–217.

13. Левич, В. Г. Физико-химическая гидродинамика / В. Г. Левич. – М. : Гос. Изд-во физ.-мат. лит., 1959. – 699 с.

14. Мищенко, И. Т. Эксплуатация погружных центробежных электронасосов в вязких жидкостях и газожидкостных смесях / И. Т. Мищенко, И. М. Муравьев. – М. : Недра, 1969. – 219 с.

15. Ахметов, А. Т. Динамическое запирание и реология дисперсий при фазовом переходе / А. Т. Ахметов, М. В. Мавлетов, А. А. Валиев // Труды Института механики Уфимского научного центра РАН. – 2011. – Т. 8. – С. 77–91.

16. Рахимов, А. А. Исследование эффекта динамического запирания эмульсий, содержащих твердые включения / А. А. Рахимов, А. Т. Ахметов,

А. А. Валиев, Р. Р. Асадуллин // Многофазные системы. – 2018. – Т. 13. – № 4. – С. 118–126.

17. Миттел, К. Л. Мицеллообразование, солюбилизация и микроэмульсии / К. Л. Миттел, П. Мукерджи, Л. М. Принс и др. – М. : Мир, 1980. – 598 с.

18. Ахметов, А. Т. Физическое моделирование фильтрации водонефтяных эмульсий в пористой среде / А. Т. Ахметов, Т. Михальчук, А. Решетников, А. Хакимов, М. Хлебникова, А. Телин // Вестник инженерингового центра ЮКОС. – 2002. – № 4. – С. 25–31.

19. Телин, А. Г. Применение инвертной дисперсии «Дисин» для глушения поглощающих скважин после проведения гидроразрыва пласта / А. Г. Телин, А. М. Хакимов, Т. А. Исмагилов, А. Н. Куликов // Башкирский химический журнал. – 2001. – № 3. – С. 73–75.

20. Ахметов, А. Особенности течения высоко концентрированных обратных водонефтяных эмульсий в трещинах и пористых средах / А. Ахметов, А. Телин, В. Глухов, М. Мавлетов, М. Силин, Е. Гаевой, Р. Магадов, Д. Хлобыстов, Е. Байкова // Технологии ТЭК. ИД «Нефть и капитал». – 2003. – Апрель. – С. 54–58.

21. Telin, A. Flow of Emulsion through Slot and Pore Structures / A. Telin, V. Glukhov, M. Mavletov // Progress in Mining and Oilfield Chemistry. Akademiai Kiado. – Budapest, 2003. – Vol. 5. – P. 287–295.

22. Диденко, В. С. Исследование вязкости газонасыщенных нефтяных эмульсий / В. С. Диденко // Нефтепромысловое дело : науч.-техн. информ. сб. – М. : ВНИИОЭНГ, 1983. – № 12. – С. 12–14.

23. Джейкок, М. Химия поверхностей раздела фаз : Пер. с англ. / М. Джейкок, Дж. Парфит. – М. : Мир, 1984. – 269 с.

24. Исмаков, Р. А. Разработка реагентов эмульгаторов-стабилизаторов для бурового раствора с улучшенной характеристикой // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4. – № 1. – С. 59–63.

25. Pichot, R. Stability and Characterization of Emulsions in the Presence of Colloidal Particles and Surfactants : PhD Dissertation / Roman Pichot. – Department of

Chemical Engineering School of Engineering, The University of Birmingham. – 2010. – 212 p.

26. Мухаметзянов, Р. Н. Влияние некоторых факторов на эффективность обработок призабойной зоны скважин / Р. Н. Мухаметзянов, и др. // Экспресс-информация. Техника и технология добычи нефти и обустройства нефтяных месторождений. – 1991. – № 8. – С. 27–30.

27. Муравленко, С. В. Разработка нефтяных месторождений / С. В. Муравленко, В. Н. Артемьев, Н. И. Хисамутдинов, Г. З. Ибрагимов, А. Г. Телин, А. Р. Латыпов, А. И. Хисамутдинов. – М., 1994. – Т. III «Сбор и подготовка промысловой продукции». – 150 с.

28. Наговицына, Т. Ю. Получение прямых наноэмульсий, стабилизированных смесью неионогенных ПАВ / Т. Ю. Наговицына, Е. Ю. Фадеева, М. Ю. Королёва // Успехи в химии и химической технологии. – 2013. – Т. 27. – № 6 (146). – С. 110–113.

29. Кашаев, Р. С. Импульсная спектроскопия ЯМР структурно-динамического анализа нефтяных дисперсных систем: учеб. пособие / Р. С. Кашаев, И. Н. Дияров. – Казань, 2002. – 109 с. [

30. Мусабилов, М. Х. Технологии обработки призабойной зоны нефтяного пласта в процессе подземного ремонта скважин / М. Х. Мусабилов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2002. – 224 с.

31. Королева, М. Ю. Эмульсии Пикеринга: структура, свойства, использование в качестве коллоидосом и стимул-чувствительных эмульсий / М. Ю. Королева, Е. В. Юртов // Успехи химии. – 2022. – Т. 91, № 5. – С. RCR5024.

32. Binks, B. P. Particles as surfactants - Similarities and differences / B. P. Binks // Current Opinion in Colloid & Interface Science. – 2002. – Vol. 7, No. 1-2. – P. 21-41.

33. Tambe, D. E. The effect of colloidal particles on fluid-fluid interfacial properties and emulsion stability / D. E. Tambe, M. M. Sharma // . – 1994. – Vol. 52, No. C. – P. 1-63.

34. Грайфер, В. И. Влияние различных факторов на вязкость водонефтяных эмульсий / В. И. Грайфер, Г. А. Лазарев, М. И. Леонтьев // Нефтепромысловое дело : науч.-техн. информ. сб. – М. : ВНИИОЭНГ, 1973. – № 2. – С. 21–23.

35. Shramm, L. L. Emulsions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry / L. L. Shramm. – Washington : American Chemical Society, 1992. – 428 p.

36. Schramm, L. L. Emulsions, Foams, Suspensions, and Aerosols. Microscience and Applications / L. L. Schramm. – 2nd ed. – Wiley-VCH Verlag GmbH & Co, 2004. – 494 p.

37. Королева, М. Ю. Наноэмульсии: свойства, методы получения и перспективные области применения / М. Ю. Королева, Е. В. Юртов // Успехи химии. – 2012. – Т. 81. – С. 21–43.

38. Vignati, E. Pickering emulsions: Interfacial tension, colloidal layer morphology, and trapped-particle motion / E. Vignati, R. Piazza, T. P. Lockhart // . – 2003. – Vol. 19, No. 17. – P. 6650-6656.

39. Журавлев, Л. Т. Плотность силанольных групп на поверхности кремнезема, осажденного из гидротермального раствора / Л. Т. Журавлев, В. В. Потапов // Журнал физической химии. – 2006. – Т. 80. – № 7. – С. 1272–1282.

40. Бабак, В. Г. Высококонцентрированные эмульсии. Физико-химические принципы получения и устойчивость / В. Г. Бабак // Успехи химии. – 2008. – Т. 77. – С. 729–746.

41. Глуценко, В. Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности / В. Н. Глуценко. – М. : Интерконтакт наука, 2008. – 728 с.

42. Aveyard, R. Emulsions stabilised solely by colloidal particles / R. Aveyard, B. P. Binks, J. H. Clint // . – 2003. – Vol. 100-102, No. Suppl.. – P. 503-546.

43. Binks, B. P. Novel Stabilization of Emulsions via the Heteroaggregation of Nanoparticles / B. P. Binks, W. Liu, J. A. Rodrigues // Langmuir. – 2008. – Vol. 24. – P. 4443–4446.

44. Гараев, Л. А. Прямые и обратные эмульсии на основе неололов и синтанолов для повышения нефтеотдачи пластов : дис. ... канд. техн. наук : 02.00.11 / Гараев Ленар Азгарович. – Казань, 2005. – 172 с.

45. Ибрагимов, Г. З. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти / Г. З. Ибрагимов, Н. И. Хисамутдинов. – М. : Недра, 1983. – 312 с.

46. Фридрихсберг, Д. А. Курс коллоидной химии / Д. А. Фридрихсберг. – Л. : Химия, 1994. – 400 с.

47. Быданов, Д. А. Получение прямых эмульсий, стабилизированных смесью положительно и отрицательно заряженных наночастиц SiO_2 в кислой среде / Д. А. Быданов, К. В. Паламарчук, М. Ю. Королёва, Е. В. Юртов // Успехи в химии и химической технологии. – 2016. – Т. 30. – № 12. – С. 9–11.

48. Zhuravlev, L. T. The Surface Chemistry of Amorphous Silica. Zhuravlev Model / L. T. Zhuravlev // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2000. – Vol. 173. – P. 1–38.

49. Айлер, Р. Химия кремнезема : Пер. с англ. / Р. Айлер. – М. : Мир, 1982. – Ч. 1. – 416 с.

50. Журавлев, Л. Т. Плотность силанольных групп на поверхности кремнезема, осажденного из гидротермального раствора / Л. Т. Журавлев, В. В. Потапов // Журнал физической химии. – 2006. – Т. 80, № 7. – С. 1272-1282.

51. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложнённых условиях / М. Н. Персиянцев. – М. : Недра, 2000. – 82 с.

52. Оганджянц, В. Г. Воздействие на нефтяные пласты комбинированными оторочками химических реагентов / В. Г. Оганджянц, С. А. Жданов, М. А. Дмитриев, А. Д. Никищенко // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 8. – С. 24–28.

52. Ибрагимов, Р. Г. Технология интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов с использованием кислотных дисперсий и микроэмульсий / Р. Г. Ибрагимов, Р. Р. Ганиев // Нефтепромысловое дело. – 1997. – № 4–5. – С. 24–28.

53. Ахметов, А. Т. Проявление эффекта динамического запираания обратных водонефтяных эмульсий в элементах пласта / А. Т. Ахметов, А. А. Рахимов, С. П. Саметов // Труды Института механики Уфимского научного центра РАН. – 2008. – Т. 6. – С. 19–25. – DOI 10.21662/uim2008.1.002. – EDN YLTGHJ.

54. Ахметов, А. Т. Эффект динамического запираания инвертно-эмульсионных растворов на основе эмульгатора-стабилизатора обратных эмульсий СЭТ-1 / А. Т. Ахметов, С. П. Саметов, А. А. Рахимов, Д. Р. Латыпова, М. Д. Ханова, В. А. Докичев // Нефтегазовое дело. – 2013. – Т. 11. – № 2. – С. 64–70.

55. Эгбаль, С. Разработка составов и сравнительная оценка тампонирующих свойств обратных эмульсий для повышения нефтеотдачи : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Сахраи Эгбаль. – М., 2005. – 141 с.

56. Гиляев, Г. Г. Об эффективности ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах / Г. Г. Гиляев, А. Т. Кошелев // Нефтепромысловое дело. – 2003. – № 11. – С. 48–50.

57. Захаров, В. П. Нефтепромысловая химия. Регулирование фильтрационных потоков водоизолирующими технологиями при разработке нефтяных месторождений / В. П. Захаров, Т. А. Исмагилов, А. Г. Телин, М. А. Силин. – М., 2011. – 261 с.

58. Блажевич, В. А. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений / В. А. Блажевич, Е. Н. Умрихина, В. Г. Уметбаев. – М. : Недра, 1981. – 232 с.

59. Ибрагимов, Р. Г. Технология интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов с использованием кислотных дисперсий и микроэмульсий / Р. Г. Ибрагимов, Р. Р. Ганиев // Нефтепромысловое дело. – 1997. – № 4–5. – С. 24–28.

60. Тульбович, Б. И. Многофункциональный реагент для интенсификации добычи нефти / Б. И. Тульбович, Л. В. Казакова, А. В. Радусhev, А. Е. Леснов, И. Н. Ковальчук, А. Г. Дроздецкий, И. Б. Ившина, М. С. Куюкин // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 11. – С. 44–45.

61. Поздеев, О. В. Ограничение водопритоков в скважины обратными латекснефтяными эмульсиями / О. В. Поздеев, В. Н. Глуценко // Обзорная информация. Сер. «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 1989. – Вып. 5. – 40 с.

62. Ибрагимов, Г. З. Химические реагенты для добычи нефти / Г. З. Ибрагимов, В. А. Сорокин, Н. И. Хисамутдинов. – М. : Недра, 1986. – С. 227–228.

63. Рябокoнь, С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С. А. Рябокoнь. – Краснодар, 2002. – 274 с.

64. Токунов, В. И. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы / В. И. Токунов, И. Б. Хейфец. – М. : Недра, 1983. – 167 с.

65. Лезов, Г. О. Технология комбинированного глушения и вторичного вскрытия нефтяных скважин с использованием инвертной дисперсии «Дисин» / Г. О. Лезов, В. И. Яшин, Т. А. Исмагилов, А. Г. Телин, Э. Х. Еникеева, А. В. Кирлан, В. И. Соловых, С. В. Салтыков, Р. Н. Хайруллин // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 2. – С. 48–51.

66. Боровкова, И. С. Разработка технологических жидкостей для вторичного вскрытия и освоения скважин после использования инвертно-эмульсионных буровых растворов / И. С. Боровкова, Н. Х. Исмагилова // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 87–90.

67. Шишков, В. С. Исследование и совершенствование эмульсионных растворов на углеводородной основе для повышения эффективности бурения скважин в сложных геолого-технических условиях : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15 / Шишков Валерий Сергеевич. – М., 2012. – 196 с.

68. Tallard, G. R. Chemical Grouts for Soils / G. R. Tallard, C. Caron. – 1977. – Vol. 1. – Report No. FHWA-RD-77-5

69. Беляев, Ю. А. Исследование процесса применения обратной и прямой эмульсий для увеличения охвата пласта и количества вытесненной нефти / Ю. А. Беляев, В. Н. Фомин, А. Г. Чукаев // Экспозиция Нефть Газ. – 2011. – № 2. – С. 22–24.

70. Токунов, В. И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В. И. Токунов, А. З. Саушин // М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 711 с.

71. Ибатуллин, В. В. Особенности регулирования реологических свойств эмульсионных растворов / В. В. Ибатуллин, Е. Э. Стрелец, П. А. Хвоцин // Сб. тез. IX Межрегиональн. науч.-практ. конф. Ижевск : Ижевский институт компьютерных исследований, 2019. – С. 203–208.

72. Козин, В. Г. Технология применения эмульсионных систем / В. Г. Козин, Н. Ю. Башкирцева, А. Н. Шакиров, О. З. Исмагилов, Л. А. Гараев // Вестник Казанского технологического университета. – 2003. – № 2. – С. 236–240.

73. Ергин, Ю. В. Исследование влияния солевого состава пластовых вод и малых добавок неэлектролитов на дисперсность водонефтяных эмульсий / Ю. В. Ергин, Л. И. Кострова, Н. В. Кузнецова // Вестник Башкирского университета. – 2001. – № 3. – С. 19–21.

74. Петров, Н. А. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах / Н. А. Петров, А. Я. Соловьев, В. Г. Султанов, С. А. Кротов, И. Н. Давыдова. – М. : Химия, 2008. – 440 с.

75. Соловьев, А. Я. Совершенствование качества буровых эмульсионных растворов применением реагентов комплексного действия : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15 / Соловьев Александр Янович. – Уфа, 2003. – 242 с.

76. Хвоцин, П.А. Утяжеленный инвертный эмульсионный раствор с регулируемым реологическим профилем для строительства горизонтальных

скважин / П.А. Хвоцин [и др.] // Нефтегазовое дело. - 2015. - Том 13. - № 1. - С. 3544.

77. Токунов, В.И. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы / В.И. Токунов, И.Б. Хейфец. - М.: Недра, 1983. - 167 с.

78. Кирбижекова, Е. В. Зависимость реологических свойств водонефтяных эмульсий от содержания и минерализации водной фазы / Е. В. Кирбижекова, И. В. Прозорова, Н. В. Юдина, Н. Ю. Марголис // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 112–115.

79. Шишков, С.Н. Эмульсионные буровые растворы на неводной основе для качественного вскрытия продуктивных пластов с АНПД / С.Н. Шишков [и др.] // Техника и технология заканчивания и ремонта скважин в условиях АНПД: сб. науч. тр. ОАО НПО «Бурение». - Краснодар, 2002. - Вып. 8. - С. 27-35.

80. Козин, В. Г. Оценка термостабильности инвертной эмульсии для повышения нефтеотдачи пластов / В. Г. Козин, Н. Ю. Башкирцева, Л. А. Гараев // Интенсификация химических процессов переработки нефтяных компонентов : межвуз. сб. науч. тр. – Нижнекамск, 2004. – № 6. – С. 101.

81. Глуценко В.Н. Вопросы повышения эффективности кислотных составов для обработки скважин. / Глуценко В.Н., Поздеев О.В. – М.: ВНИИОЭНГ. –1992. – 51с.

82. Крылов Д.А. Солянокислотные обработки добывающих скважин на месторождении Узень / Крылов Д.А., Батырбаев М.Д., Розницин В.В. // Нефтяное хозяйство. –1990. –№6. –С. 69–71.

83. Хисамутдинов, А.И. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах / Хисамутдинов, А.И., Смыков, В.В., Ахметов, Н.З., Исмагилов, Т.А., Телин, А.Г. // Нефтяное хозяйство, – 2001. – № 8. – С. 69–74.

84. Муслимов Р.Х. Комплекс технологий обработки призабойной и удаленной зон карбонатных пластов / Муслимов Р.Х., Орлов Г.А., Мусабиров М.Х. // Нефтяное хозяйство. – 1995. –№3. –С.47–50.

85. Вердеревский Ю.А. Состав и технология для глубокой обработки призабойной зоны скважин в карбонатных коллекторах / Вердеревский Ю.А., Валеева Т.Г., Арефьев Ю.Н., Галимов Р.Р. // Нефтяное хозяйство. –1995. –№5. –С. 44–47.

86. Moradi, M. Effect of Salinity on Water-in-Crude Oil Emulsion: Evaluation through Drop-Size Distribution Proxy / M. Moradi, V. Alvarado, S. Huzurbazar // Energy Fuels. – 2011. – № 25 (1). – P. 260–268.

87. Асадуллин, Р. Р. Разработка водоизоляционного состава на основе инвертных водонефтяных эмульсий, с добавлением твердой фазы / Р. Р. Асадуллин, А. Г. Телин, Н. С. Ленченков, Л. Е. Ленченкова // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса : матер. VIII Междунар. молодежн. науч. конф. / Отв. ред. К. Ш. Ямалетдинова. – 2018. – С. 22–27.

88. Нигматуллин, Т. Э. Лабораторное тестирование материалов для ремонтно-изоляционных работ в горизонтальных скважинах / Т. Э. Нигматуллин, И. М. Борисов, А. В. Корнилов, М. Е. Политов, А. Г. Телин // Научно-технический вестник Роснефти. – 2012. – № 2. – С. 12–15.

89. Сафаров, Ф. Э. Разработка составов для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин в условиях низкопроницаемых высокотемпературных коллекторов со сложной структурой порового пространства / Ф. Э. Сафаров, Д. В. Каразеев, С. А. Вежнин, А. А. Ратнер, Е. И. Коптяева, Г. И. Хасанова, А. Г. Телин // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 4. – С. 40–45.

90. Асадуллин, Р. Р. Микродинамика эмульсий с анизотропными и изотропными нанопорошками / Р. Р. Асадуллин, А. Т. Ахметов, Л. Е. Ленченкова, А. А. Валиев, А. Г. Телин // Практические аспекты нефтепромысловой химии : сб. тез. докл. VIII Междунар. науч.-практ. конф. – Уфа, 2018. – С. 93–97.

91. Асадуллин, Р. Р. Разработка новых водоизоляционных составов на основе обратных водонефтяных эмульсий / Р. Р. Асадуллин, А. Г. Телин, Л. Е. Ленченкова // 75 лет нефтяному образованию в Республике Башкортостан : матер. Всеросс. науч.-техн. конф. – Уфа, 2018. – С. 78.

92. Королева, М. Ю. Прямые наноэмульсии, стабилизированные смесями неионогенных ПАВ / М. Ю. Королева, Т. Ю. Наговицына, Д. А. Быданов, Е. В. Юртов // Бутлеровские сообщения. – 2014. – Т. 38. – № 4. – С. 119–125

93. Кутьин, Ю. А. Битумы и битумные материалы. Нормативы, качество, технологии / Ю. А. Кутьин, Э. Г. Теляшев. – Уфа : ГУП ИНХП РБ, 2018. – 272 с.

94. Никишина, М. Ф. Выбор оптимальных условий приготовления катионных эмульсий в машинах непрерывного действия / М. Ф. Никишина, В. В. Назаров, Г. А. Челухина // Исследование и применение дорожных эмульсий : тр. СоюзДорНИИ. – М., 1972. – Вып. 57. – С. 25–37.

95. Абдуллин, А. И. Универсальные водо-битумные эмульсии : дис. ... канд. техн. наук : 02.00.11 / Абдуллин Аяз Илнурович. – Казань, 2005. – 129 с.

96. Фам Хоанг Кыонг. Разработка состава устойчивой битумной эмульсии для селективной изоляции притока вод в добывающие скважины : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15 / Фам Хоанг Кыонг. – М., 2010. – 132 с.

97. Стрижнев, В. А. Разработка селективных тампонажных составов на основе битумных эмульсий для проведения водоизоляционных работ / В. А. Стрижнев, Р. Р. Асадуллин, И. Р. Арсланов, Д. В. Каразеев, Л. Е. Ленченкова, Ю. А. Кутьин, Э. Г. Теляшев, А. Г. Телин // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 4. – С. 71–80.

98. Свидетельство № 2013610105. Программа «NGT. Дизайн РИР в нефтяных скважинах» / Правообладатель ООО «Уфимский НТЦ». – 2012619640, заявл. 07.11.2012 г.; зарегистрирована 09.01.2013.

99. Кутукова, Н. М. Концептуальная модель строения рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения / Н. М. Кутукова, Е. М. Бирун, Р. А. Малахов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 4–7.

100. Строганов, В. М. Борьба с обводнением скважин передовой опыт и инновационные решения / В. М. Строганов, М. А. Строганов, Д. Ю. Елисеев [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 7(248). – С. 23–28.