

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

Купавых Артем Сергеевич



**ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ
ДОБЫЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРЕЩИННО-ПОРОВЫМИ
КОЛЛЕКТОРАМИ**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор

Рогачев М.К.

Санкт-Петербург – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ КОМПЛЕКСИРОВАННОГО ПОДХОДА К ОБРАБОТКАМ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА.....	9
1.1 Оценка современного состояния нефтедобывающей промышленности в Российской Федерации	10
1.2 Причины снижения фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта.....	12
1.3 Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пластов	14
1.4 Применение поверхностно-активных веществ в нефтедобыче	18
1.5 Применение виброволнового воздействия в целях повышения нефтеотдачи пластов.....	19
1.6 Ударно-волновое гидравлическое воздействие на пласт.....	22
1.7 Выводы к главе 1	24
ГЛАВА 2 ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	26
2.1 Постановка задач и обоснование методики экспериментальных исследований	26
2.2 Методика подготовки образцов кернового материала к исследованиям.....	27
2.3 Методика определения открытой пористости и абсолютной проницаемости по газу	31
2.4 Методика исследования воздействия ПАВ на межмолекулярные силы на границе раздела сред	33
2.5 Методика фильтрационных исследований по определению влияния комплексного воздействия на вытеснение модели пластового флюида из образца породы	36
2.5.1 Оценка влияния регулирования факторов воздействия на фильтрационные характеристики образца керна при моделировании обработки ПЗП добывающих скважин	39
2.5.2 Оценка влияния регулирования факторов воздействия на фильтрационные характеристики образца керна при моделировании обработки ПЗП нагнетательных скважин.....	42
2.5.3 Анализ результатов фильтрационных исследований по моделированию комплексного воздействия на ПЗП.....	45
2.6 Выводы к главе 2	47
ГЛАВА 3 ОБОСНОВАНИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЗП ТЕХНОЛОГИЕЙ ГИДРОИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕИОНОГЕННЫХ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ.....	48
3.1 Исследование изменения пористости и абсолютной проницаемости коллектора от изменения давления обжима образца	48

3.2 Обоснование выбора и исследование воздействия ПАВ на межмолекулярное взаимодействие на границе «дистиллированная вода – керосин».....	51
3.3 Результаты фильтрационных исследований по определению влияния комплексного воздействия на вытеснение модели пластового флюида из образца породы	54
3.3.1 Результаты фильтрационных экспериментов при моделировании комплексного воздействия на ПЗП добывающей скважины	56
3.3.2 Результаты фильтрационных экспериментов при моделировании комплексного воздействия на ПЗП нагнетательной скважины	75
3.4 Выводы к главе 3	97
ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ И ОПЫТНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ОЦЕНКА КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ПЗП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРЕЩИННО-ПОРОВЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ	100
4.1 Усовершенствование технологической схемы гидроимпульсного воздействия на ПЗП.....	100
4.2 Опытнo-производственные испытания гидроимпульсного воздействия в ПАО АНК «Башнефть».....	103
4.3 Опытнo-промышленные испытания гидроимпульсного воздействия в ПАО «Татнефть»	106
4.4 Комплексная технология интенсификации притока на месторождениях с трещинно-поровыми коллекторами.....	107
4.5 Выводы к главе 4	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	111
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	113
ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент РФ на изобретение	129
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт опытно-промышленных испытаний.....	130

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности

Перспективы развития нефтедобывающей промышленности Российской Федерации во многом определяются состоянием ресурсной базы ее углеводородных запасов. Большинство крупнейших месторождений, эксплуатируемых в России, в настоящее время уже перешли или переходят на завершающие этапы разработки, которые отличаются высокой степенью содержания воды в добываемой продукции и крайне низкими дебитами скважин. Степень выработки нефтяных залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в настоящее время превышает 70%.

В условиях крайней нестабильности мирового нефтяного рынка значительно возрастает необходимость поиска и разработки новых энергоэффективных методов и способов увеличения нефтеотдачи пластов, поскольку применение традиционных технологий воздействия на продуктивный пласт в условиях завершающих стадий разработки месторождений зачастую балансирует на грани рентабельности их применения.

Как показывает практика, комплексирование физико-химических и физических методов воздействия на продуктивный пласт способствует повышению эффективности эксплуатации месторождений, при этом за счет совместного использования воздействий достигается суммарный, синергетический эффект.

Отдельными вопросами повышения эффективности освоения и эксплуатации скважин занимались отечественные и зарубежные исследователи: Астрахан И.М., Ахметов И.М., Валеев М.Д., Вахитов Г.Г., Гуськова И.А., Дыбленко В.П., Желтов Ю.П., Зейгман Ю.В., Крысин Н.И., Кудинов В.И., Кузнецов О.Л., Мавлютов М.Р., Мирзаджанзаде А.Х., Мищенко И.Т., Молчанов А.А., Николаевский В.Н., Стрижнев К.В., Христианович С.А., Шипулин А.В., Щелкачев В.Н., Яремийчук Р.С., Matthews C.S., Horne R.N. и др.

Разработкой технологий и методов физико-химического воздействия на продуктивные пласты занимались отечественные и зарубежные исследователи:

Алтунина Л.К., Андреев В.Е., Антониади Д.Г., Ахметов А.А., Бабалян Г.А., Газизов А.А., Газизов А.Ш., Девликамов В.В., Ленченкова Л.Е., Мусабилов М.Х., Муслимов Р.Х., Ребиндер П.А., Рогачев М.К., Силин М.А., Телин А.Г., Уметбаев В.Г., Фахретдинов Р.Н., Хавкин А.Я., Хисамов Р.С., Ali S., Kline W.E., Smith C. и др.

Сегодня все большую популярность приобретают виброволновые методы физического воздействия на продуктивные пласты в целом и призабойную зону пласта в частности. Технология ударно-волнового гидравлического воздействия, также называемая гидроимпульсным воздействием, представляет значительный интерес для повышения эффективности эксплуатации месторождений, находящихся на завершающих этапах разработки. Однако, в настоящее время недостаточно изучены особенности, механизм действия и эффективность ее применения для конкретных объектов.

В связи с этим, актуальными являются исследования, направленные на изучение влияния гидроимпульсного воздействия на фильтрационно-емкостные характеристики ПЗП, в целях разработки и обоснования новых энергоэффективных комплексных технологий интенсификации добычи в условиях трещинно-поровых коллекторов.

Целью работы является повышение эффективности эксплуатации нефтяных месторождений, сложенных трещинно-поровыми коллекторами и находящихся на завершающих этапах разработки, путем улучшения фильтрационных характеристик призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин.

Идея работы

Поставленная цель достигается комплексированием физического (гидроимпульсного) и физико-химического (обработка раствором ПАВ) воздействий на призабойную зону продуктивного пласта.

Задачи исследований

1. Анализ причин и факторов, влияющих на изменение фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта. Рассмотрение и анализ

современных методов и технологий воздействия на ПЗП и пластовую систему в целом, направленных на повышение нефтеотдачи, и перспектив их развития.

2. Определение фильтрационно-емкостных свойств коллектора – породы продуктивного пласта на образцах естественного кернового материала.

3. Исследование составов технологических жидкостей для осуществления комплексного воздействия с целью повышения эффективности фильтрации водонефтяной смеси в пласте.

4. Физическое моделирование и проведение стендовых исследований по изучению комплексного воздействия гидроимпульсной технологии и растворов неионогенных ПАВ на фильтрационные характеристики ПЗП в термобарических условиях.

5. Разработка технологической схемы проведения комплексного гидроимпульсного воздействия на ПЗП трещинно-поровых продуктивных коллекторов.

6. Опытно-производственная оценка предложенных технологических решений в условиях трещинно-поровых коллекторов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Научная новизна заключается в экспериментальном установлении зависимостей изменения фильтрационных характеристик породы-коллектора и вмещающего флюида от количества приложенных импульсов воздействия при моделировании комплексного воздействия гидроимпульсной технологией и раствором неионогенного ПАВ на призабойную зону пласта трещинно-поровых коллекторов.

Теоретическая и практическая значимость

1. Выполнено обоснование совместного применения физического и физико-химического воздействия для повышения продуктивности месторождений, сложенных трещинно-поровыми коллекторами.

2. Разработан и прошел опытно-производственные испытания способ гидроимпульсной обработки призабойной зоны пласта, позволяющий улучшать ее

фильтрационные характеристики, увеличивать подвижность флюида и управлять режимом работы скважины (Патент РФ №2630016).

3. Материалы диссертационной работы могут быть рекомендованы к применению в профильных высших учебных заведениях при проведении лекционных и лабораторных занятий по дисциплинам «Нефтегазопромысловое оборудование» и «Технология и техника методов повышения нефтеотдачи пластов» для студентов направления «Нефтегазовое дело».

Методология и методы исследований

Исследования носят экспериментально - теоретический характер и включают лабораторные исследования составов технологических жидкостей, научное обоснование и разработку комплексной технологии воздействия на призабойную зону пласта, физическое моделирование и проведение соответствующих многочисленных экспериментальных исследований на высокоточном, современном оборудовании, с моделированием пластовых условий. Обработка полученных данных проводилась с помощью передовых компьютерных технологий, признанных закономерностей подземной гидродинамики и установленных факторов.

Положения, выносимые на защиту

1. Улучшение фильтрационных характеристик нефтенасыщенных пород-коллекторов обеспечивается комплексированием гидроимпульсного и физико-химического воздействия на эти породы.

2. Разработанная комплексная технология интенсификации добычи нефти на месторождениях с трещинно-поровыми коллекторами, основанная на гидроимпульсном воздействии на призабойную зону нефтяного пласта после предварительной закачки в эту зону раствора неионогенного ПАВ, обеспечивает возможность увеличения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов определяется современным уровнем аналитических и достаточным объемом экспериментальных лабораторных

исследований с использованием высокоточного современного оборудования, воспроизводимостью полученных экспериментальных данных, а также опытно-производственными испытаниями разработанной технологии.

Основные положения работы и результаты исследований докладывались на: ежегодном Международном форум-конкурсе молодых ученых «Проблемы недропользования» (Санкт-Петербург, Горный университет, апрель 2016), 57-й Международной научной конференции молодых ученых (Польша, Краков, декабрь 2016), II и III Международной научно-практической конференции «Бурение скважин в осложненных условиях» (Санкт-Петербург, Горный университет, октябрь 2017, ноябрь 2018), Научной конференции студентов и молодых ученых (Санкт-Петербург, Горный университет, март 2020).

Публикации

Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 7 печатных работах, в том числе в 2 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 1 статье – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Web of Science; получен 1 патент и 2 свидетельства программ для ЭВМ.

Структура диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка. Материал диссертации содержит 131 страницу машинописного текста, 46 рисунков, 30 таблиц, список литературы из 124 наименований и 2 приложения на 3 страницах.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ КОМПЛЕКСИРОВАННОГО ПОДХОДА К ОБРАБОТКАМ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Начиная с самых ранних этапов развития нефтедобывающей отрасли, промышленники столкнулись с проблемами, связанными с повышением нефтеотдачи пластов. Эксплуатация месторождений на естественных режимах приводила к их быстрому истощению, позволяя извлечь всего 10-30 % начальных геологических запасов нефти.

Предложенная академиками А.П. Крыловым и А.А Трофимуком технология искусственного заводнения пластов через скважины с поверхности с целью поддержания пластового давления (ППД), отчасти решила эту проблему. Сегодня порядка 90 % всей добываемой нефти извлекается благодаря применению на месторождениях систем ППД.

Несмотря на относительную простоту и экономическую эффективность системы ППД, в последние десятилетия все отчетливее проявляются и негативные аспекты применения этого метода. При фильтрации водонефтяной смеси из-за различий в степени гидрофилизации и гидрофобизации пород коллекторов в пласте может оставаться до 20-40 % извлекаемых запасов нефти. Такая рассеянная нефтяная фаза может находиться в виде глобул, защемленных в микронеоднородностях переменных сечений поровых каналов, а также в виде пленок на поверхности твердой фазы [105, 107].

Постоянное истощение уже разведанных извлекаемых запасов, колоссальные затраты на разведку и освоение новых месторождений в труднодоступных регионах и большое количество остаточных запасов нефти в уже освоенных районах подталкивает на поиски и разработку новых, прогрессивных, отвечающих современным тенденциям и реалиям, технологий интенсификации добычи.

1.1 Оценка современного состояния нефтедобывающей промышленности в Российской Федерации

На сегодняшний день Российская Федерация входит в тройку стран-лидеров по добыче нефти, наряду с такими участниками как Саудовская Аравия и США. Максимальная добыча нефти в России была достигнута в 1988 г. почти 580 млн т. Доля Российской Федерации в мировой добычи составляет 20 %. На территории нашей страны находится 13% из всех мировых запасов нефти. Доля ТЭК в ВВП составляет 25 %, около половины экспорта и валютных поступлений от доходов от продажи углеводородов [103].

Несмотря на обвал темпов ежегодной добычи нефти, произошедший в 90-е годы прошлого века, на фоне девальвации рубля и роста цен на мировом рынке в 1999-2000 гг. ежегодная добыча нефти стала нарастать высокими темпами по 6%-9%, а с 2005 г. более умеренными темпами по 0,6%-2,4% ежегодно (рисунок 1.1). В 2012 г. ежегодная добыча нефти впервые превысила уровень 1990 г., достигнув объема почти в 519 млн тонн за год. За 2019 г. в России добыто рекордные 560,2 млн тонн [58, 103].

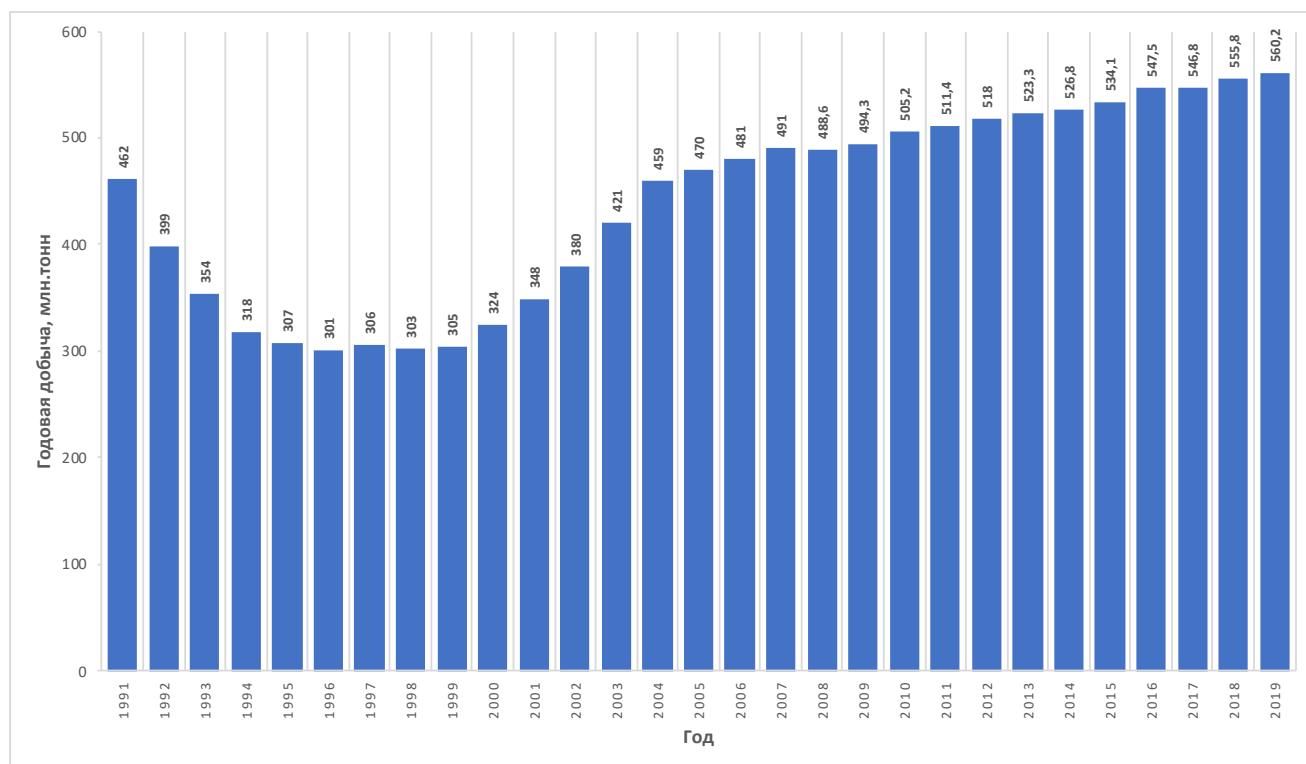


Рисунок 1.1 – Ежегодная динамики добычи нефти в РФ

Но, несмотря на достигнутые в последние 10-15 лет успехи, официальные прогнозы по добыче нефти выглядят не очень оптимистично. Согласно проекта «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» [58], ежегодная добыча нефти и газового конденсата к 2024 году планируется на уровне 555-560 млн тонн в год, а к 2035 году ожидается снижение до уровня 490-555 млн тонн в год [58].

Разработка новых месторождений нефти существенно сдвинула территориальную организацию нефтяной промышленности РФ. В последние годы добыча нефти выросла по территориям Восточной Сибири и Дальнего Востока (Красноярский край, Иркутская область, Якутия, о. Сахалин), а также Европейского Севера (Тимано-Печорская нефтегазовая провинция) и шельфовой зоны морей. В целом можно констатировать, что происходит движение в добыче нефти на восток (рисунок 1.2) [103].

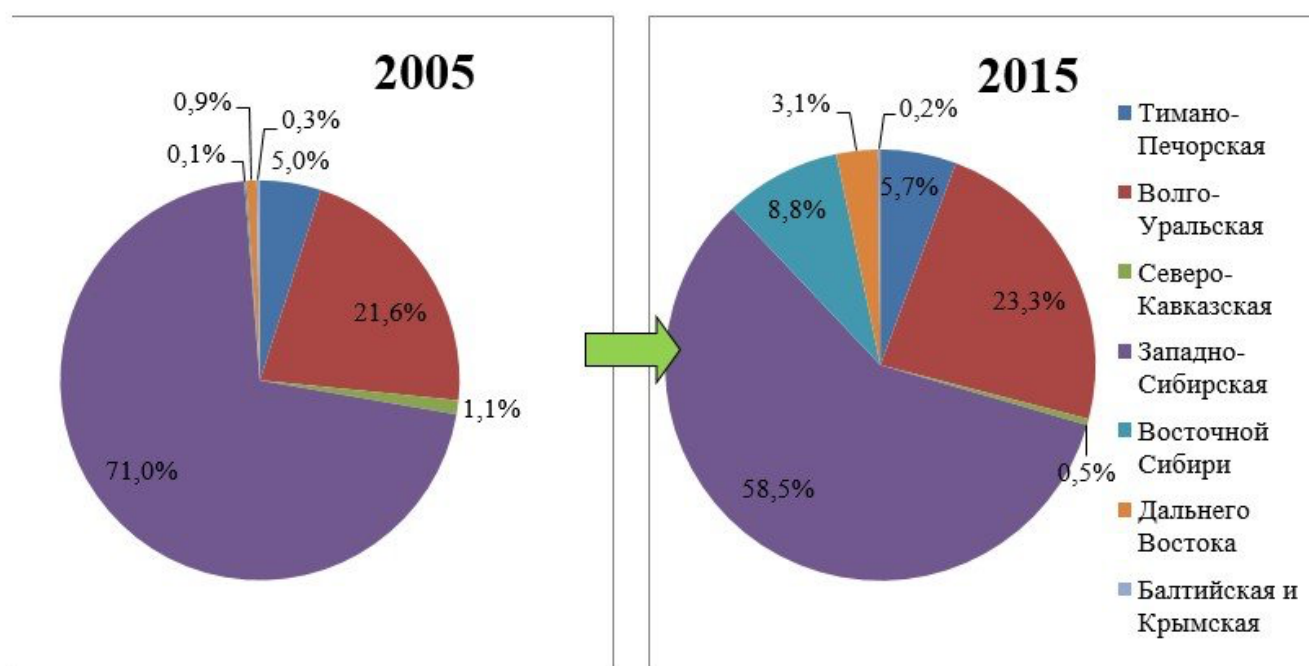


Рисунок 1.2 – Структура добычи нефти по нефтегазовым провинциям РФ

Как видно из рисунка 1.2, Западная Сибирь на сегодня является основным нефтедобывающим регионом России, хотя роль региона лидера постепенно снижается с 71% в 2005 г. до 58,5% в 2015 г. Одновременно растет доля других регионов: Восточной Сибири (с 0,3% до 8,8%), Дальнего Востока (с 0,9% до 3,1%)

и Волго-Уральской нефтегазовой провинции (с 21,6% до 23,3%) [18, 40, 58, 92, 96, 102].

Сегодня большая часть крупных нефтяных месторождений, особенно в Волго-Уральском регионе, вступает или уже находится на заключительных этапах разработки. В таких условиях все большее распространение получает необходимость вовлечения в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов нефти, на долю которых в РФ приходится до 70 % от разведанных запасов, в том числе на низкопроницаемые коллекторы (с проницаемостью менее $0,03 \text{ мкм}^2$) около 40 %, при этом около 90 % которых приходится на Западно-Сибирский, Волго-Уральский и Тимано-Печорский регионы [5, 120].

С другой стороны, эксплуатация месторождений на заключительных стадиях разработки сопровождается ростом обводненности продукции нефтяных скважин, что приводит к проявлению различного рода осложнений при эксплуатации скважин. Разбалансировка системы разработки месторождений, вызванная преждевременной остановкой высокообводненных, нерентабельных скважин и замещением недостающей добычи за счет эксплуатируемых с нарушением проектных режимов высокодебитных скважин, приводит к блокированию остаточных запасов нефти в порах продуктивного пласта и снижению коэффициента нефтеизвлечения [19, 104].

1.2 Причины снижения фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта

В немалой степени эффективность и технико-экономические показатели разработки всего месторождения зависят от состояния призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин. В работе [108] высказывается мнение, что своевременное восстановление проницаемости ПЗП до естественной проницаемости пласта во всем интервале перфорации во многих случаях более эффективно, чем применение самых современных способов ОПЗ. Эффективность таких мероприятий выражается не только увеличением охвата или действующей мощности, но и существенным повышением производительности скважин.

Установлено, что проницаемость призабойной зоны практически никогда не является постоянной, и информация о ее состоянии, без всякого сомнения, имеет колоссальную ценность не только для регулирования процесса эксплуатации месторождения, но и для разработки и обоснования выбора новых высокоэффективных методов и способов ОПЗ. «В связи с многообразием геолого-физических и технологических условий разработки месторождений призабойная зона пласта в течении всего периода работы скважины подвержена различным физико-химическим, биологическим и другим изменениям, в определенной степени влияющим на гидропроводность ПЗП. В этой связи проницаемость призабойной зоны пласта практически никогда не является постоянной, а изменение ее во времени идет, как правило, в сторону снижения» [108]. В силу стечения определенных факторов ПЗП скважин загрязняется настолько, что восстановление проницаемости около скважинной зоны пласта возможно лишь с использованием длительных и трудоемких технологических операций. При этом в большинстве случаев восстановление проницаемости ПЗП до естественной проницаемости пласта и вовсе недостижимо [108].

К основным факторам, снижающим гидропроводность ПЗП добывающих скважин во время их эксплуатации, следует отнести снижение фазовой проницаемости для нефти под влиянием следующих причин:

- загрязнение призабойной зоны отложениями асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПО) и минеральных солей, как в результате изменения термобарических пластовых условий, так и в результате проведения различных технологических операций в скважине;
- разгазирование нефти при эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления насыщенности и, как следствие, повышение ее вязкости и ухудшение фильтрационных характеристик ПЗП;
- изменение гидрофильности или гидрофобности в результате воздействия на породу химическими реагентами при проведении различного рода ГТМ;
- заиливание ПЗП механическими частицами и минеральными соединениями из-за суффозионных процессов, происходящих в пласте;

- увеличение толщины граничных слоев на поверхности порового пространства из-за снижения температуры.

«Ухудшение фильтрационных свойств пласта может произойти и по другим причинам, а именно: глушение скважин некондиционными растворами, несоблюдение технологии ОПЗ, несоответствие метода ОПЗ геолого-физическим условиям пласта, химической и биологической кольтации и т.д.» [108].

Причины загрязнения ПЗП нагнетательных скважин в период бурения, первичного вскрытия пласта, проведения геолого-технических и ремонтных работ идентичны таковым для добывающих скважин. Отличительными особенностями характеризуется период работы нагнетательных скважин, во время которого гидропроводимость ПЗП может снижаться ввиду заиливания и загрязнения около скважинной зоны продуктивного пласта следующими видами отложений:

- механическим примесями и углеродными соединениями, содержащимися в закачиваемых сточных водах установок подготовки нефти (УПН);
- продуктами коррозии водоводов.

В отдельных случаях из-за интенсивного загрязнения призабойной зоны пласта происходит полная потеря проницаемости нагнетательных скважин. Снижение фильтрационно-емкостных характеристик ПЗП ведет к ухудшению условий регулирования разработки месторождений и снижению темпов и полноты выработки залежей [108].

1.3 Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пластов

Как известно, остаточная нефтенасыщенность пластов характеризуется разнообразным состоянием запасов: она может быть как рассеяна в заводненной части пласта, так и находиться в виде зон повышенной нефтенасыщенности в слабопроницаемых слоях и пропластках заводненных толщ, либо вообще содержаться в зонах, не охваченных дренированием при существующей системе разработки месторождения. Дополнительно сами породы пласта и вмещающие флюиды имеют колоссальные различия в своих свойствах. В таких условиях совершенно очевидным становится, что для эффективного воздействия на

пластовую систему в целях повышения нефтеотдачи не может существовать единого универсального метода.

В настоящее время все методы увеличения нефтеотдачи пластов условно принято подразделять на традиционные (вторичные) и нетрадиционные (современные). Традиционные МУН основаны на восполнении и поддержании естественной пластовой энергии путем стационарного заводнения нефтяных пластов обычной необработанной водой. Соответственно, все методы воздействия на продуктивную залежь, не предусматривающие ее разработку на естественных природных режимах и с применением традиционных МУН, принято классифицировать современными методами, которые, в свою очередь, можно поделить на вторичные гидродинамические и третичные методы [37, 51, 52, 57, 84]. Вторичные гидродинамические методы основаны на изменении направлений фильтрационных потоков в пласте с целью повышения дренируемости запасов. Третичные методы подразумевают воздействие с целью устранения или снижения отрицательного влияния сил, удерживающих нефть в пласте. В настоящее время современные МУН условно подразделяются на семь групп (рисунок 1.3) [2, 57, 105].

Применение газовых МУН обусловлено снижением вязкости нефти при закачке в пласты различных газов, а следовательно, повышением коэффициента охвата и коэффициента нефтеотдачи. Однако их масштабное внедрение сдерживается определенными техническими трудностями, сложностью проведения процесса и высокой стоимостью мероприятий [14, 35, 56, 70, 100, 109].

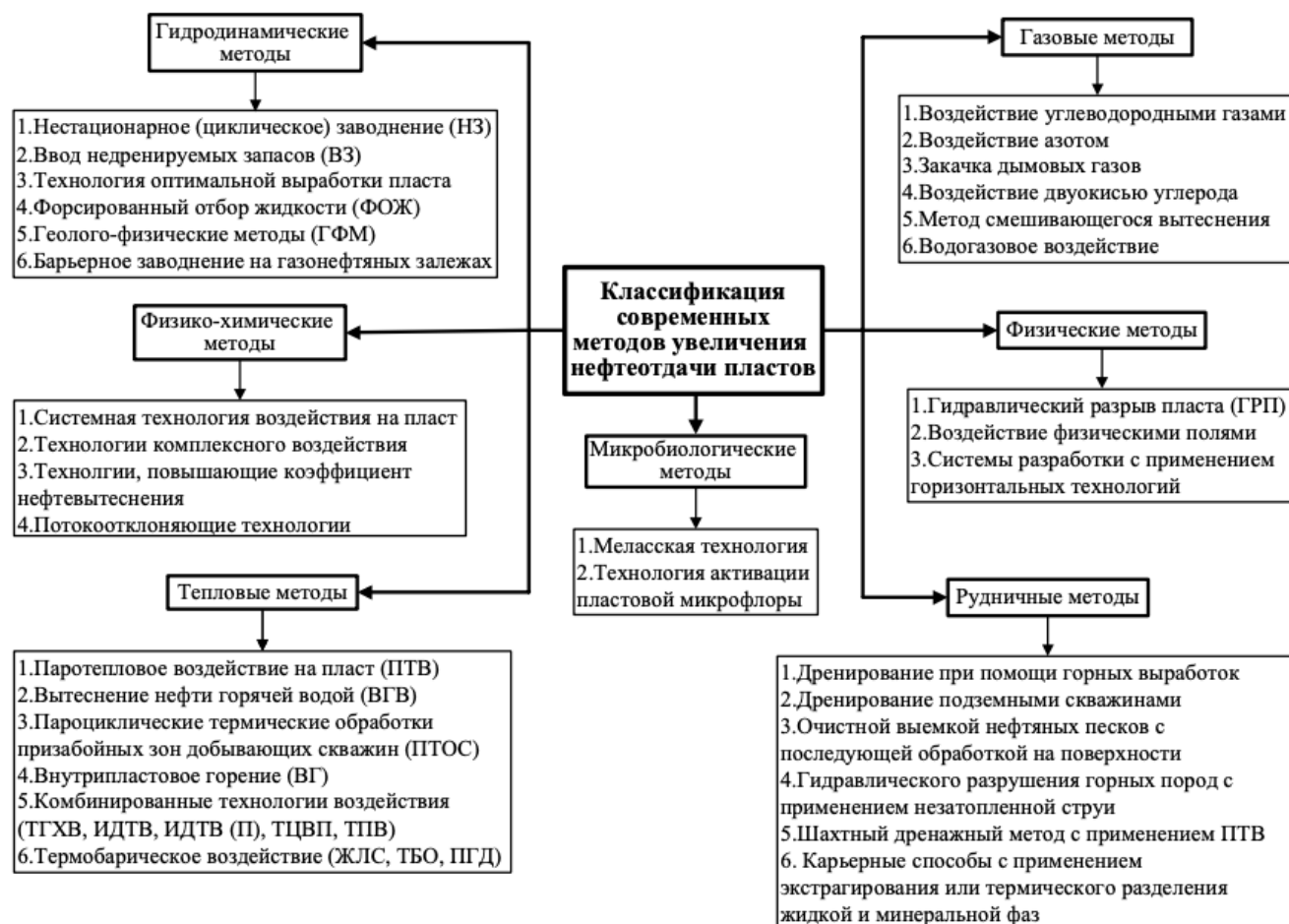


Рисунок 1.3 – Классификация современных методов повышения нефтеотдачи пластов

Перспективы применения микробиологических МУН основаны на простоте их реализации, минимальной капиталоемкости и относительной экологической безопасности. Так, например, при закачке активного ила увеличивается охват пласта заводнением. Это происходит в результате закупоривания высокопроницаемых зон растущей массой микроорганизмов [38, 57]. Однако имеется и ряд недостатков, связанных в основном с минерализацией пластовых и закачиваемых для ППД вод, которые ограничивают его применение.

Физические методы увеличения нефтеотдачи направлены на повышение степени охвата пласта дренированием. Широко применяются методы гидравлического разрыва пласта (ГРП), горизонтального и разветвленно-горизонтального или многозабойного бурение [6, 42, 50, 57]. В группе технологий воздействия физическими полями особый интерес представляют виброволновые

методы ОПЗ, как менее затратные и характеризующиеся щадящим воздействием на пласт [16, 46, 67].

Тепловые методы – наиболее эффективный способ снижения вязкости нефти. В основе лежит нагрев породы- коллектора и вмещающего флюида, путем закачки в него теплоносителя (вода, газ, пар, вспененный пар) [7, 44, 45]. Однако имеются существенные ограничения для применения данных методов воздействия.

Из всех третичных МУН физико-химические методы интенсификации нефтеотдачи получили наибольшее распространение в отечественной и зарубежной практике. Суть физико-химических методов заключена в снижении негативного влияния капиллярных сил и адгезионных эффектов. Их целью является увеличение коэффициентов вытеснения нефти и охвата пласта заводнением, путем закачки в нагнетательные и добывающие скважины различных химически активных веществ, таких как поверхностно-активные веществ (ПАВ), полимеры, кислоты, щелочи и др. В настоящее время физико-химические методы все более применяются как системные или в составе комплексных технологий увеличения нефтеотдачи пластов [10, 11, 52, 57].

Рудничные методы предназначены для разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов. И хотя в нашей стране они не нашли широкого применения, за рубежом, в основном в США и Канаде, накоплен значительный опыт их применения [57].

Необходимо отметить, что в работах [57, 114] особо выделяется комплексный подход, подразумевающий одновременное применение нескольких методов увеличения нефтеотдачи пластов, в результате чего достигается эффективность, превышающая суммарный результат от обработки данными воздействиями по отдельности. Так, по мнению ряда исследователей, особую перспективность представляет комплексирование физико-химических и физических МУН, а в частности симбиотическое воздействие поверхностно-активными веществами и виброволновыми технологиями повышения нефтеотдачи [9, 12, 57, 91, 95, 115].

1.4 Применение поверхностно-активных веществ в нефтедобыче

Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) в целях повышения нефтеотдачи пластов обусловлено их способностью изменять межмолекулярные силы на границе раздела водной и углеводородной среды и свойства поверхностного слоя коллектора. Созданные академиком П.А. Ребиндером в 50-е годы XX века теоретические основы применения ПАВ в технологических процессах послужили толчком для исследования влияния ПАВ на способность воды отмывать рассеянную в пласте и пленочную нефть. К настоящему времени известно и широко применяется в нефтепромысловой практике множество различных поверхностно-активных веществ. В целях повышения нефтеотдачи пластов наибольшее распространение получили неионогенные ПАВ, в частности, реагенты ряда ОП-7, ОП-10, АФ₉₋₄, АФ₉₋₆. Как показывают многочисленные исследования, применение НПАВ для повышения нефтеотдачи пластов более предпочтительно, нежели ионогенных поверхностно-активных веществ (ИПАВ). В качестве преимуществ НПАВ перед ИПАВ выделяются такие факторы: повышенная поверхностная активность, лучшая совместимость с водами высокой минерализации. Так же выделяется их превосходящая моющая способность и минимальная адсорбция на глинистых включениях [9, 48, 53, 73, 74, 97, 99, 110, 116].

Несмотря на то, что сегодня применение ПАВ позиционируется как один из наиболее многообещающих методов повышения нефтеотдачи пластов, долгое время не было однозначного мнения в эффективности их применения. В 80-е годы прошлого века из-за неоднозначности результатов опытно-промышленного применения и лабораторных исследований состоятельность научной теории о применении ПАВ в системе заводнения находилась под сомнением. Спустя почти полвека с момента высказывания теории академиком П.А. Ребиндером, многочисленные исследования подтвердили состоятельность применения ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов [48, 57, 65, 110, 114].

Технологическая эффективность от добавления поверхностно-активных веществ в закачиваемую в продуктивные пласты воду, в целях повышения

нефтеотдачи, достигается благодаря способности ПАВ ослаблять межфазное натяжение на границе раздела водной и углеводородной сред и уменьшать влияние сил адгезии. Это выражается в повышенной способности рассеянных в заводненной части пласта нефтяных глобул к деформированию, соответственно им легче фильтроваться сквозь сужения поровых каналов, а также способствует изменению смачиваемости поверхностного слоя породы коллектора и смыву адсорбционных пленок нефти с поверхностного слоя пород-коллекторов. Дополнительно ПАВ оказывают влияние и на реологические свойства нефти. Однако, не смотря на в целом положительные результаты применения ПАВ в целях повышения нефтеотдачи пластов, использование их в системах заводнения в российской практике на сегодняшний день весьма ограничено. Связано это прежде всего с химической нестабильностью в пластовых условиях, высокой адсорбцией на поверхности горной породы и дороговизной реализации методов широкомасштабного заводнения. В тоже время механизм действия поверхностно-активных веществ позволил им стать наиболее предпочтительной основой для реализации комплексных технологий интенсификации добычи [3, 4, 10, 15, 17, 33, 37, 106, 122].

Многочисленные исследования и промысловые испытания последних двух-трех десятилетий выявили закономерности, что технологическая эффективность проводимых обработок кратно возрастает при комплексировании физико-химических и физических методов воздействия на продуктивный пласт. В этой связи, одним из перспективных векторов развития исследований является изучение аспектов совместного применения поверхностно-активных веществ с физическими методами воздействия, в частности, с методами виброволнового воздействия на ПЗП и пластовую систему в целом [10, 11, 13, 20, 49, 52, 67].

1.5 Применение виброволнового воздействия в целях повышения нефтеотдачи пластов

В работе [36] авторы отмечают: «Как свидетельствует история, еще в XIX веке некоторые предприимчивые владельцы нефтяных скважин в США

выкапывали вокруг их устья глубокие траншеи и закапывали в них мешки с порохом. После взрывов дебиты скважин значительно увеличивались. Толчком к систематическим исследованиям влияния вибрационно-сейсмических процессов на нефтегазовые залежи послужили наблюдения за землетрясениями. Обнаружилось, что во время землетрясений изменяются пластовые давления и дебиты скважин» [36]. «Так, на Старогрозненском нефтяном месторождении под влиянием землетрясения 7 января 1938 г. суточная добыча нефти повысилась на 45 %, а затем нормализовалась» [101].

«Корреляция связей между повышениями сейсмической активности и изменениями пластовых давлений и дебитов скважин на расположенных поблизости нефтяных месторождениях» [101] позволили академику М.А. Садовскому в начале 70-х годов XX века сформулировать идею применения вибросейсмического воздействия на продуктивные пласты в целях повышения нефтеотдачи. Сегодня в отечественной и зарубежной практике разработан и применяется целый ряд методов и технологий виброволнового воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений, в основе которых лежат упруговолновые колебания, обобщенная классификация которых приводится на рисунке 1.4 [8, 24, 39].

Начиная с середины 80-х годов XX века, в отечественной практике начинается промышленное применение технологий виброволнового воздействия на нефтяные пласты. Помимо обработки ПЗП добывающих и нагнетательных скважин, также разработаны и применяются технологии объемного резонансного волнового воздействия для обработки целых участков нефтегазовых месторождений. Одновременно велись работы по внедрению волновых технологий в процессы бурения с целью повышения качества приготовления буровых и тампонажных растворов и увеличения скорости проводки скважин [36, 61, 89, 101].

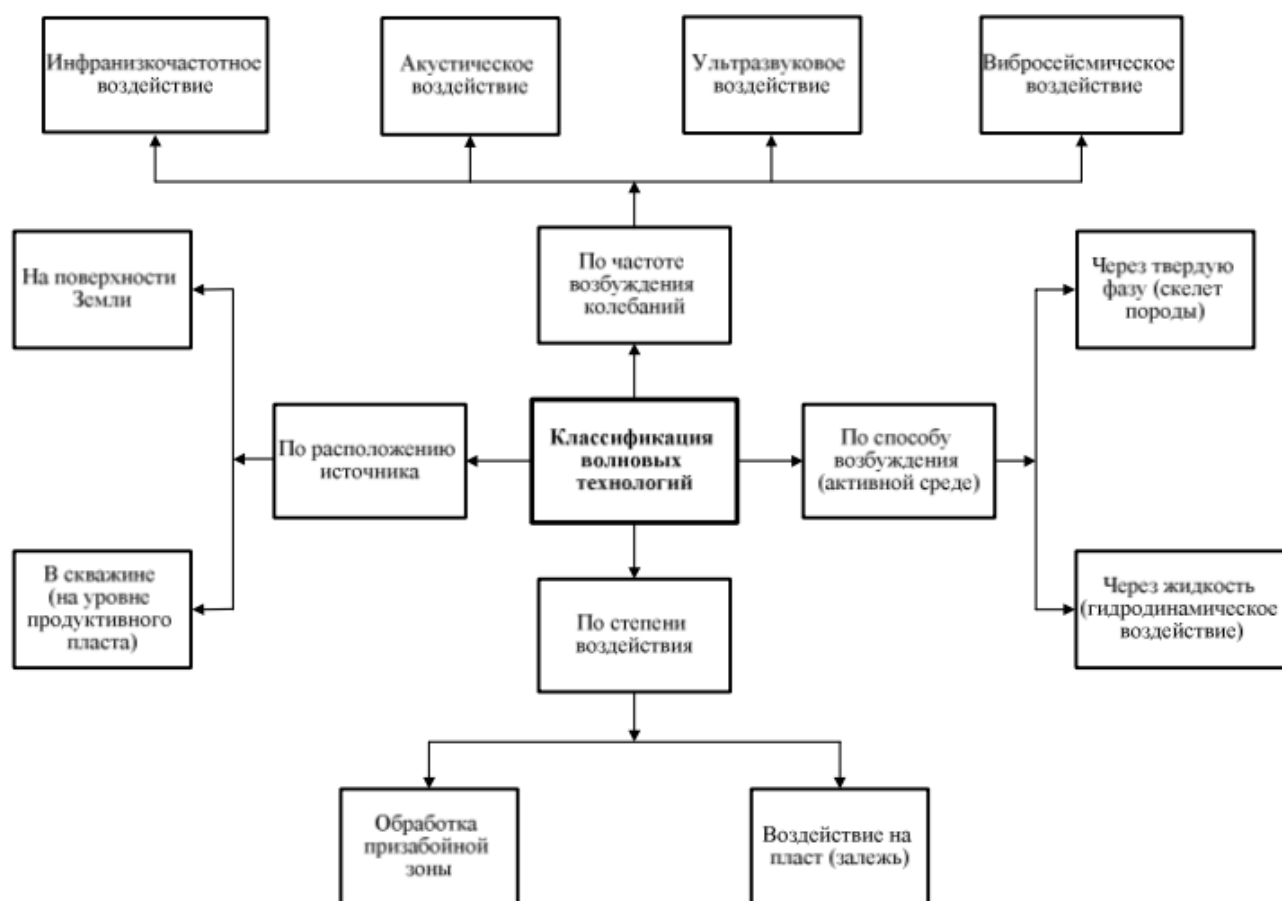


Рисунок 1.4 – Классификация волновых технологий воздействия

Перспективность применения технологий виброволнового воздействия обусловлена тем, что за счет перистальтического эффекта упруговолновые колебания способны генерировать в массиве пород пласта и вмещающем его флюиде ряд специфических явлений [16, 21, 25, 32, 36, 59, 61, 66, 114]:

- производить декольматацию поверхностного слоя стенки ПЗС и раскупоривание поровых каналов продуктивного пласта;
- снижать вязкость нефти и изменять фазовую проницаемость коллектора, влияя тем самым на гравитационную сегрегацию остаточной нефти и вовлекая в разработку, обтекаемых ранее водой, целики рассеянной нефтяной фазы;
- изменять термохимические и реофизические свойств добываемой и закачиваемых жидкостей;
- приостанавливать процесс асфальтосмолопарафинизации призабойной зоны.

Особый интерес среди технологий виброволнового воздействия

представляют технологии низкочастотного воздействия, поскольку колебания с частотой менее 1 Гц характеризуются малым затуханием и способствуют перераспределению напряжений в массиве пород, повышая тем самым подвижность флюида.

1.6 Ударно-волновое гидравлическое воздействие на пласт

При эксплуатации нефтяных месторождений на завершающих стадиях разработки к подбору методов и технологий повышения нефтеотдачи предъявляются особые требования. Режимы работы добывающих скважин в эти периоды характеризуются относительно малыми дебитами по нефти и высокой степенью обводненности добываемой продукции. В таких условиях на ведущие позиции выходит экономическая составляющая эффективности мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи. В большинстве случаев приходится отказываться от эффективных и хорошо зарекомендовавших себя методов интенсификации добычи, поскольку технологическая эффективность мероприятий полностью перекрывается затратами на их реализацию. На этом фоне ударно-волновое гидравлическое воздействие на ПЗП является, пожалуй, наиболее предпочтительным методом регулирования режима работы добывающих и нагнетательных скважин месторождений, сложенных трещинно-поровыми коллекторами, и находящихся на заключительных этапах разработки, поскольку для ее реализации не требуется привлечение бригад подземного и капитального ремонта скважин (ПКРС), специфического и дорогостоящего оборудования и спецтехники [117-119].

Особенность данного метода воздействия на ПЗП добывающих и нагнетательных скважин заключается в создании серии коротких гидравлических ударных импульсов, в результате которых ПЗП скважины подвергается знакопеременному репрессионно-депрессионному воздействию, способствующему декольматации поверхностей поровых каналов и трещин [119].

Реализация способа ударно-волнового гидравлического воздействия на пласт осуществляется при помощи модернизированного устьевого оборудования и

насосного агрегата с автоцистерной. На нагнетательной лифтовой части устьевой арматуры устанавливается специальная задвижка ЗМС 65-210, оборудованная пневмоприводом открытия-закрытия с дистанционным управлением. Насосный агрегат обвязывается с задвижкой с пневмоприводом и устьевой арматурой посредством соединительных линий. При открытой задвижке в лифт НКТ из автоцистерны нагнетается жидкость (пластовая вода). Пластовая вода обладает высокой плотностью, практически несжимаема. При наполненном лифте НКТ задвижка закрывается посредством дистанционного управления. Насосный агрегат создает давление, превышающее разрешенное рабочее, но не выше полуторакратного разрешенного рабочего давления устьевой арматуры. С открытием ЗМС разобщенное ранее пространство нагнетательной линии и лифта НКТ мгновенно объединяются, происходит гидравлический удар. Ударная волна, близкая к скорости звука, перемещается к призабойной зоне пласта, создавая при этом репрессионно-депрессионное воздействие на ПЗП. Посредством дистанционного управления ЗМС регулируется цикличность гидравлических ударов.

Автором работы [119] приводятся следующие способы передачи гидравлических ударных волн на забой скважины: осуществление гидроудара в верхней части колонны, передача его по столбу жидкости и отклонение в зоне перфорации [75, 82]; чередование периодических импульсов давления с промывкой скважины [76]; формирования стоячей ударной волны чередованием давления и разряжения на устье скважины [77]; формирование перепадов давления между призабойной зоной пласта и устьем скважины с постепенной и равномерной очистки ПЗП по длине интервала перфорации [78]; усиления ударной волны применением гидроаккумуляторов для накопления энергии [79-81].

По сравнению с иными методами воздействия на ПЗП, технология ударно-волнового гидравлического воздействия выгодно отличается малыми материальными затратами и временными на ее проведение. Не требуется осуществление спускоподъемных операций для подготовки скважины к ОПЗ. Необходим только насосный агрегат с цистерной и специальная задвижка.

Длительность операции по обработке ПЗП оставляет от 4 до 8 ч. Несмотря на массу преимуществ, есть и определенные недостатки технологии: во время создания гидравлических ударов часть жидкости, находящейся в лифте НКТ и играющей роль волновода, поглощается пластом, снижая при этом эффективность формирования последующих гидравлических импульсов. Приходится периодически останавливать операцию для заполнения лифта НКТ жидкостью.

Рассмотренная выше технология ударно-волнового гидравлического воздействия, также называемая гидроимпульсным воздействием, представляет значительный интерес для повышения эффективности эксплуатации месторождений, находящихся на заключительных этапах разработки. Однако, для обоснования эффективности ее применения в условиях месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, сложенных трещинно-поровыми коллекторами, необходимо проведение ряда исследований, которым посвящены следующие разделы настоящей диссертационной работы [117-119].

1.7 Выводы к главе 1

1. Рассмотрение современного состояния и направлений развития нефтедобычи в Российской Федерации, с учетом особенностей эксплуатации месторождений, находящихся на заключительных этапах разработки, подтвердили актуальность диссертационных исследований, посвященных обоснованию комплексной технологии интенсификации добычи на месторождениях с трещинно-поровыми коллекторами.

2. Проанализированы причины и факторы снижения фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта. Установлено, что при стечении определенных факторов возможна полная потеря проницаемости призабойной зоны скважин, приводящая к ухудшению условий регулирования разработки месторождений и снижению темпов и полноты выработки залежей.

3. Рассмотрены основные современные методы увеличения нефтеотдачи. Установлено что при всем многообразии состояния остаточных запасов и различии их свойств не может существовать единого универсального метода повышения

нефтеотдачи. Многочисленные исследования и промысловые испытания последних двух-трех десятилетий выявили закономерности, что технологическая эффективность проводимых обработок кратно возрастает при комплексировании физико-химических и физических методов воздействия на продуктивный пласт. В этой связи, многообещающим направлением развития исследований является изучение аспектов совместного применения поверхностно-активных веществ с физическими методами воздействия, а в частности с методами виброволнового воздействия на ПЗП и пластовую систему в целом.

4. Отмечается, что при эксплуатации нефтяных месторождений на завершающих стадиях разработки к подбору методов и технологий повышения нефтеотдачи предъявляются особые требования. Режимы работы добывающих скважин в эти периоды характеризуются относительно малыми дебитами по нефти и высокой степенью обводненности добываемой продукции. В таких условиях на ведущие позиции выходит экономическая составляющая эффективности мероприятий. Установлено, что рассмотренная технология ударно-волнового гидравлического воздействия, также называемая гидроимпульсным воздействием, представляет значительный интерес для повышения эффективности эксплуатации месторождений, находящихся на заключительных этапах разработки, и характеризуется относительной простотой реализации и минимальными вложениями, необходимыми для проведения воздействия.

ГЛАВА 2 ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Постановка задач и обоснование методики экспериментальных исследований

На основании проведенного анализа теоретического и практического материала установлено, что в сегодняшних реалиях эффективная разработка месторождений углеводородного сырья без применения МУН практически невозможна. В настоящее время известно и широко применяется в промышленности множество различных технологий воздействия на ПЗП и пласт в целом. Однако зачастую отдельные технологии не приносят того эффекта, который дает их совместное применение.

Целью диссертационных исследований является повышение эффективности эксплуатации нефтяных месторождений, сложенных трещинно-поровыми коллекторами, и находящихся на завершающих этапах разработки, путем направленного улучшения фильтрационных характеристик призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин, посредством комплексирования физического (гидроимпульсного) и физико-химического (обработка раствором ПАВ) воздействий на призабойную зону продуктивного пласта.

С целью обоснованного применения комплексной технологии физического и физико-химического воздействия, были определены основные задачи экспериментальных исследований:

1. Определение фильтрационно-емкостных свойств коллектора - породы продуктивного пласта, на образцах естественного кернового материала.
2. Исследование составов технологических жидкостей для осуществления комплексного воздействия с целью повышения эффективности фильтрации водонефтяной смеси в пласте.
3. Физическое моделирование и проведение стендовых исследований по изучению комплексного воздействия гидроимпульсной технологией и растворами НПАВ на фильтрационные характеристики ПЗП в термобарических условиях.

4. Разработка технологической схемы проведения комплексного гидроимпульсного воздействия на ПЗП трещинно-поровых продуктивных коллекторов.

Экспериментальные исследования проведены на кафедре «Разработки нефтяных и газовых месторождений» Санкт-Петербургского горного университета, в лаборатории «Повышения нефтеотдачи пласта» на современном высокоточном оборудовании ведущих отечественных и иностранных производителей, в соответствии с ГОСТ 8.563-96 «ГСИ. Методики выполнения измерений» [31], что позволило выполнить экспериментальные исследования на высоком технологическом уровне.

2.2 Методика подготовки образцов кернового материала к исследованиям

Лабораторные экспериментальные исследования проводились на образцах естественного кернового материала Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, по: ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств» [26], ГОСТ 26450.1-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости насыщением» [27], ГОСТ 26450.2- 85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации» [28] и ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях» [69].

Высверливание и шлифовка образцов.

Высверливание и последующая шлифовка торцов образцов керна, применяемых для дальнейшего проведения экспериментальных исследований, из материала полноразмерного керна, продиктована необходимостью соблюдения ряда условий по геометрическим размерам образца, установленных требованиями нормативной документации и параметрами кернодержателя фильтрационной установки. Высверливание образцов производилось ручным сверлильным станком MDP-405 (Рисунок 2.1) из полноразмерного керна, строго параллельно напластованию, коронкой с внутренним диаметром 30 мм.

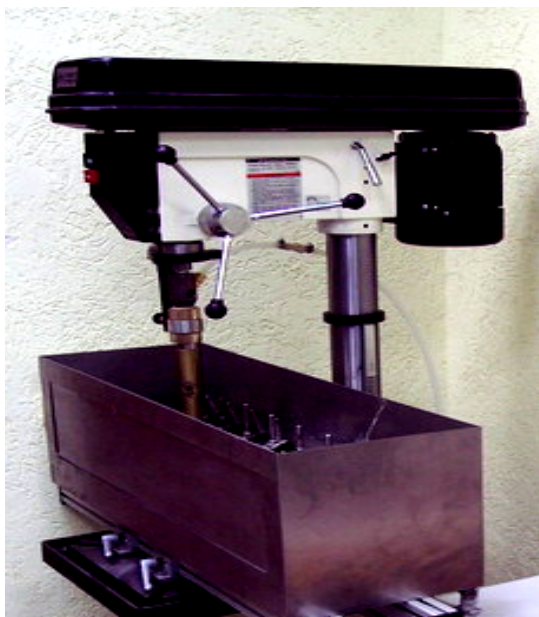


Рисунок 2.1 – Сверлильный станок MDP-405
(Coretest Systems Corporation, США)

После высверливания производилась обработка торцевых граней образца до правильных цилиндрических размеров. Торцевая поверхность должна быть отшлифована строго перпендикулярно оси цилиндра до получения ровной плоскости круглого сечения. Наличие на торцевой поверхности сколов или выбоин не допускается. Обработка торцевых поверхностей производилась на станке DTS-430 (Рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 – Распиловочный станок DTS-430
(Coretest Systems Corporation, США)

Измерение геометрических размеров подготовленных образцов (длины и диаметра) производилось штангенциркулем ШЦЦ-1-125 (точность измерений до

0,01 см). Измерение массы образцов керна при проведении экспериментов и реагентов, необходимых для подготовки моделей флюида, осуществлялось лабораторными весами АВ-204-S/FACT (Рисунок 2.3). Данные весы позволяют производить взвешивание с точностью до 0,01 г.



Рисунок 2.3 – Лабораторные весы АВ-204-S/FACT
(Mettler Toledo, Швейцария)

Экстрагирование подготовленных образцов керна.

Для очистки от остатков пластового флюида и различных загрязнений подготовленных образцов керна перед проведением экспериментальных исследований необходимо произвести их экстрагирование. Процесс экстрагирования производился на аппарате проточной очистки образцов керна FTCC-100 (рисунок 2.4) путем фильтрации через образец спиртобензольной смеси (соотношение 30:70) с расходом 0,5 мл/мин. Для улучшения качества очистки на кернадержателе установки FTCC-100 предусмотрена терморубашка с нагревательным элементом, позволяющая производить его нагрев до 100 °С. По завершению процесса экстрагирования образцы керна подвергались сушке в термощкафу при температуре 80 °С, с периодическим взвешиванием до момента наступления неизменности массы образца.

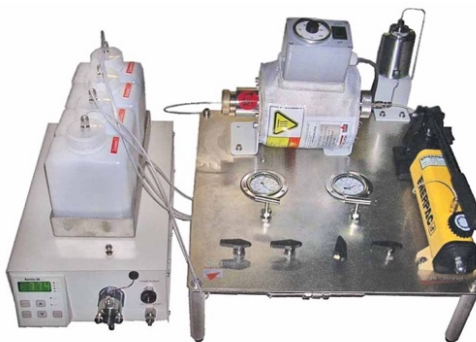


Рисунок 2.4 – Аппарат проточной очистки FTCC-100
(Vinci Technologies, Франция)

Насыщение образцов моделью пластового флюида.

Для насыщения подготовленных образцов керна моделью пластовой воды применялась установка сатуратор MS-535 (рисунок 2.5). В ходе насыщения образцов операции выполнялись в строгой последовательности. Подготовленные образцы керна материала загружались в специальную герметичную камеру установки. После загрузки образцов и завинчивания крышки камеры начиналось ее медленное заполнение моделью пластовой воды с одновременным, непрерывным вакуумированием. По заполнению камеры необходимым количеством флюида при созданном отрицательном давлении образцы в камере подвергались статической выдержке в течение 12 ч. По истечению времени выдержки создавалось повышенное (до 10 МПа) давление в камере и производилась дополнительная выдержка в течении 2 ч. Затем давление медленно стравливалось и образцы извлекались из камеры. Для временного хранения насыщенных образцов использовался герметичный контейнер с насыщающей жидкостью.



Рисунок 2.5 – Сатуратор MS-535 (Coretest Systems Corporation, США)

Определение плотности жидкостей, применяемых в исследованиях.

Измерение плотности применяемых в экспериментах жидкостей проводилось на плотномере DE 40 (рисунок 2.6), позволяющем определять плотность жидкостей, растворов и газов в диапазоне от 0 до 3 г/см³, с дискретностью измерений 0,00005 г/см³, по колебаниям измерительной трубки. Для проведения измерений необходимо всего 1-2 мл исследуемой жидкости. Благодаря встроенному терморегулятору имеется возможность проводить измерения плотности при температуре от 4 до 90 °С.

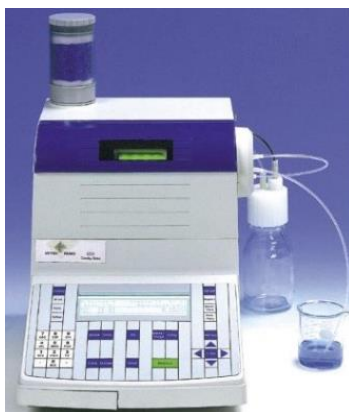


Рисунок 2.6 – Плотномер DE-40 (Mettler Toledo, Швейцария)

2.3 Методика определения открытой пористости и абсолютной проницаемости по газу

С определения открытой пористости и абсолютной проницаемости по газу начинается цикл фильтрационных исследований. Получаемые при этом базовые параметры являются основанием для отбора образцов, предназначенных для выполнения дальнейших исследований [60].

Исследования проводились в соответствии с ОСТ 39-161-83 «Нефть. Метод лабораторного определения абсолютной проницаемости коллекторов нефти и газа и вмещающих их пород» [68].

Для определения открытой пористости и абсолютной проницаемости по газу подготовленных образцов керна в лабораторных экспериментах применялся анализатор газопроницаемости и пористости ПИК-ПП (рисунок 2.7), предназначенный для измерений коэффициента газопроницаемости и открытой пористости горных пород.



Рисунок 2.7 – Анализатор ПИК-ПП (АО «Геологика», Россия)

Анализатор представляет собой настольный измерительный прибор с системой подачи газа и электронными блоками для контроля процесса измерения и обработки данных.

Принцип действия анализаторов основан на законе Бойля – Мариотта, где базовая характеристика фильтрационно-емкостных свойств породы определяется по расходу газа, прошедшего через испытанный образец при постоянном давлении.

Технологической особенностью определения пористости является то, что нагнетание газа в исследуемый образец происходит с обоих его торцов, что обеспечивает уравнивание порового давления по образцу. В работе устройства используется метод падения давления для определения проницаемости с поправкой Клинкенберга, фактора проскальзывания (slipfactor) и инерционных коэффициентов потока. Использование давления газа до 200 psi (1,4 МПа) позволяет проводить исследование образцов с очень низкой проницаемостью [60].

Анализатор оснащен программным обеспечением, позволяющим проводить контроль процесса измерений, осуществлять сбор экспериментальных данных, обрабатывать и сохранять полученные результаты.

Основные метрологические и технические характеристики анализатора газопроницаемости и пористости ПИК-ПП представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные метрологические и технические характеристики анализатора газопроницаемости и пористости ПИК-ПП

Наименование характеристик	Значения характеристик
Диаметр исследуемых образцов керна, мм	30
Длина исследуемых образцов, мм	до 100
Давление обжима образца, МПа	до 70
Поровое давление, МПа	до 1,7
Диапазон показаний коэффициента газопроницаемости, 10^{-3} мкм ² (миллидарси)	0,01 – 10000
Диапазон показаний открытой пористости, %	0,01 – 40
Применяемые газы	гелий, азот, воздух
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - влажность относительная, %, не более	от 10 до 30 80

Перед началом проведения испытания необходимо произвести калибровку анализатора эталонными образцами. После калибровки испытуемый образец помещается в кернодержатель установки, в программное обеспечение заносятся необходимые данные и в автоматизированном режиме начинаются измерения открытой пористости и абсолютной проницаемости по газу испытуемого образца. Для повышения качества исследований и уменьшения влияния погрешности измерений при установленном давлении обжима производится шесть последовательных измерений пористости и абсолютной проницаемости образца. Из полученных значений отсекаются максимальное и минимальное, а по оставшимся рассчитывается искомое значение. Полученные данные измерений анализируются, достоверность результатов достигается методом математических вычислений из четырех выбранных, близких по значению измерений.

2.4 Методика исследования воздействия ПАВ на межмолекулярные силы на границе раздела сред

«С практической точки зрения, в первую очередь необходимо, чтобы раствор ПАВ оказывал влияние на процессы смачивания пород-коллекторов и обладал нефтеотмывающими способностями. Для выполнения этих условий необходимо, чтобы растворы ПАВ могли участвовать в диспергации гетерогенных

систем, в процессах образования или разрушения гидрофобизирующих пленок, а также обладали стабилизирующим или же наоборот дестабилизирующим свойством. Оценить эффективность этих действий можно по физико-химическим показателям, таким как: $\Delta\sigma$ – изменение поверхностного натяжения, ККМ (C_p) – критическая концентрация мицеллообразования, $\frac{\Delta\sigma}{C_p}$ – максимальный удельный эффект, $\Delta\cos\theta$ – изменение косинуса угла смачивания, Γ – адсорбция, W – работа адсорбции, $K_{уст}$ – коэффициент устойчивости системы, S_∞ – максимальная поверхность, которую может стабилизировать ПАВ и в каких концентрационных пределах» [47].

«Межфазное натяжение на границе «дистиллированная вода – керосин» измерялось при помощи автоматизированного прибора для определения краевого угла смачивания и поверхностного/межфазного натяжения EASYDROP» [43] (рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – Анализатор EASYDROP (KRUS GmbH, Германия)

«Система анализа формы капли предназначена для изучения молекулярно-поверхностных явлений при взаимодействии жидкостей и твердых тел. Посредством компьютерной программы DSA-209 осуществляется управление установкой. Определение краевых углов смачивания возможно в динамике, благодаря высокоточной видеокамере, даже если время жизни капли на изучаемой поверхности от 0,1 с.

Подготовка и проведение эксперимента. Дистиллированная вода наливается в стандартную мерную пробирку общим объемом 25 мл, и к нему добавляется ПАВ, причем массовая концентрация ПАВ в конечном растворе равна 0,1; 0,5; 1; 2 и 5%. Полученный образец исследуемой жидкости перемешивается путем поворота пробирки на 180 градусов 10 раз таким образом, чтобы воздушная подушка полностью успевала переместиться с верхней части пробирки в нижнюю и наоборот.

Подготовленная описанным методом жидкость набирается в шприц, который закрепляется в установке EASYDROP так, чтобы кончик иглы был виден на мониторе компьютера. Затем игла помещается в кювету с керосином марки ТС-1 и производится равномерное вытеснение исследуемой жидкости из шприца в кювету с образованием падающих капель (так как плотность водных растворов ПАВ больше плотности керосина). Весь процесс вытеснения записывается как видеофайл, который затем анализируется с помощью компьютерной программы DSA-209.

В результате анализа для каждого образца жидкости рассчитывается шесть значений межфазного натяжения, из которых удаляется максимальное и минимальное. Из оставшихся четырех значений рассчитывается среднее арифметическое, по которому строится график зависимости межфазного натяжения на границе «вода– керосин» в зависимости от массовой концентрации ПАВ в дистиллированной воде» [43].

Оптимальный процентный состав раствора ПАВ определяется по ГОСТ 29232-91 «Анионные и неионногенные поверхностно-активные вещества. Определение критической концентрации мицеллообразования» [29]. «Суть методики заключается в построении зависимости межфазного натяжения от натурального логарифма массовой концентрации ПАВ в дистиллированной воде. По перегибу зависимости на графике определяется критическая концентрация мицеллообразования (ККМ) – характерная для ПАВ концентрация, при превышении которой появляются и развиваются мицеллы. Отсутствие на графике

перегиба означает, что концентрация ПАВ в растворе недостаточна для мицеллообразования» [43] (рисунок 2.9).

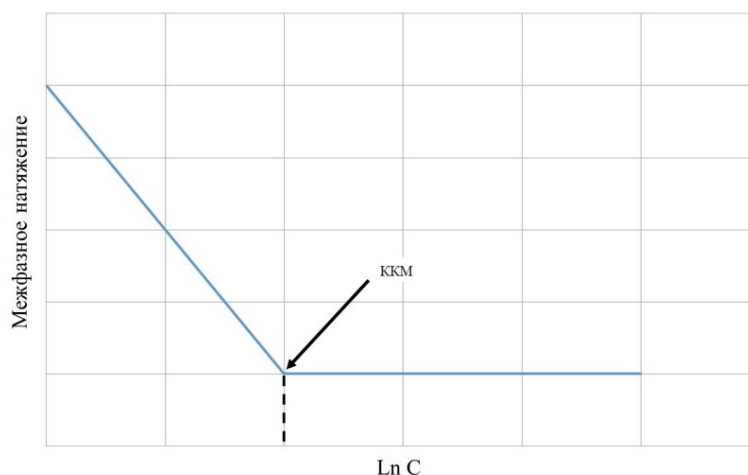


Рисунок 2.9 – Определение критической концентрации мицеллообразования

«Под мицеллой понимают ассоциат дифильных молекул, лиофильные группы которых обращены к растворителю, алиофобные группы собираются вместе в ядро мицеллы. Ориентирование дифильных молекул ПАВ в мицелле обеспечивает минимальное межфазное натяжение на границе мицелла – среда и, тем самым, термодинамическую устойчивость мицеллярного раствора» [54].

«При дальнейшем повышении концентрации ПАВ в растворе межфазное натяжение остается практически постоянным, поскольку выше ККМ в растворе самопроизвольно протекают процессы образования мицелл и истинный раствор переходит в ультрамикрорегетерогенную систему» [41].

2.5 Методика фильтрационных исследований по определению влияния комплексного воздействия на вытеснение модели пластового флюида из образца породы

Эксперименты проводились по ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств» [26], ГОСТ 26450.1-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением» [27] и ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях» [69] на установке RPS-812, предназначенной для измерения относительной

фазовой проницаемости коллектора и проведения экспериментов на естественных образцах керна в термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым (рисунок 2.10).



Рисунок 2.10 – Установка RPS-812 (Coretest Systems Corporation, США)

Установка измерения относительной фазовой проницаемости коллектора RPS-812 (фильтрационная установка) предназначена для моделирования и исследования различных фильтрационных задач в условиях одно- и двухфазного потока жидкости при стационарном и нестационарном режиме фильтрации флюида.

Установка оснащена программным обеспечением и контроллером для управления фильтрационными процессами, позволяющего вести контроль, менять параметры и осуществлять запись необходимых данных в ходе проведения фильтрационного эксперимента.

Основным рабочим элементом установки RPS-812 является кернодержатель типа «Хаслер», позволяющий создавать давление обжима до 68 МПа и работать с образцами керна диаметром 30 мм и длиной от 25 до 100 мм. На торцах кернодержателя установлены специальные ввинчивающиеся крышки, снабженные тремя линиями подачи флюида. Одновременно с этим, установка комплектуется несколькими емкостями-накопителями с разделителем в виде поршня,

позволяющими проводить эксперименты с одновременным применением различных флюидов. Вытеснение флюида из емкостей-накопителей производится рабочей жидкостью, подающейся двух-поршневым насосом QX-6000. Кернодержатель типа «Хаслер» и емкости-накопители смонтированы в термошкафу, позволяющем создавать и поддерживать температуру во время эксперимента до 150°C с погрешностью $0,5^{\circ}\text{C}$ (рисунок 2.11). Контроль давления осуществляется датчиками Texas Instruments в нескольких точках фильтрационной установки с точностью измерения $0,001\text{ МПа}$.



Рисунок 2.11 – Устройство фильтрационной установки RPS-812 (Coretest Systems Corporation, США),

1 – кернодержатель типа «Хаслер», 2 – емкость-накопитель.

Все части фильтрационной установки RPS-812 изготавливаются из инертных материалов: Hastelloy™, C-276, Viton и Teflon™, позволяющих проводить фильтрационные эксперименты с использованием различных типов рабочих жидкостей при термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым.

Технология гидроимпульсного воздействия на ПЗП скважины предполагает создание в околоствольной зоне продуктивного пласта практически мгновенного, многократно чередующегося репрессивно-депресссионного возмущения породы коллектора и вмещающего его флюида. Данные возмущения формируются и

передаются от устья к ПЗП скважины посредством рабочей жидкости, заключенной в лифте НКТ, спущенных в скважину. Управляемыми технологическими факторами при проведении обработок являются:

- количество возмущающих импульсов воздействия;
- состав рабочей жидкости, оказывающий воздействие на ПЗП.

Исходя из вышесказанного, целями и задачами проведения фильтрационных исследований является установление влияния изменения управляемых технологических факторов на фильтрационные свойства подготовленных образцов керна.

Исследования проводились на образцах породы естественного керна материала трещинно-порового коллектора Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В качестве вытесняющих флюидов применялись керосин марки ТС-1 и модель пластовой воды. Эксперименты проводились в режиме постоянного расхода жидкости с фиксацией изменяющихся перепадов давления закачки при моделировании пластовых термобарических условий на установке RPS-812 (рисунок 2.10).

На основе технических возможностей фильтрационной установки разработан целый ряд экспериментов, позволяющих смоделировать предлагаемую технологию воздействия на ПЗП добывающих и нагнетательных скважин.

2.5.1 Оценка влияния регулирования факторов воздействия на фильтрационные характеристики образца керна при моделировании обработки ПЗП добывающих скважин

1) Фильтрационный эксперимент №1. Исследование влияния изменения количества прилагаемых импульсов воздействия на фильтрационные характеристики образца керна при применении модели пластовой воды в качестве рабочей жидкости импульсного воздействия.

Целью эксперимента являлось установление зависимости изменения фильтрационных свойств образца керна от количества приложенных к образцу импульсов воздействия.

При подготовке образца керна к фильтрационным исследованиям предварительно насыщенный моделью пластовой воды на сатураторе образец устанавливался в кернодержателе установки RPS-812, где производилось его донасыщение путем прокачки через него модели пластовой воды при постоянном расходе не менее пяти поровых объемов. Далее создавалась остаточная водонасыщенность путем фильтрации через образец керна модели пластовой нефти при постоянном расходе до прекращения вытеснения воды и стабилизации перепада давления закачки, но не менее десяти объемов пор.

Флюидонасыщенный образец выдерживался в статике в течении суток. Далее в термобарических условиях производилось вытеснение модели пластовой нефти из образца моделью пластовой воды при постоянном расходе до полного обводнения вытесняемого флюида и стабилизации перепада давления закачки, в объеме не менее десяти объемов пор. Направление фильтрации при этом «прямое», то есть соответствует притоку флюида из пласта в скважину.

Производилось определение градиента давления фильтрации вытесняющего флюида и коэффициент вытеснения. После создания остаточной нефтенасыщенности моделировалось гидроимпульсное воздействие на ПЗП скважины. Импульс воздействия создавался в «обратном» направлении, то есть соответствовал воздействию на ПЗП из скважины.

Формирование импульсов осуществлялось давлением, предварительно созданным насосом фильтрационной установки, путем кратковременного открытия электромагнитного клапана, установленного на линии подачи флюида в кернодержатель. В качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия применялась модель пластовой воды. В промысловых условиях амплитуда воздействия выбирается из условий превышения над пластовым давлением, но не более полуторакратного рабочего давления устьевого оборудования. В условиях экспериментальных исследований давление формирования импульса воздействия принималось 1 МПа. Импульсы создавались сериями, до достижения общего количества приложенных импульсов воздействия в 5, 10, 15, 30 и 50 шт.

По завершении каждой серии моделирования гидроимпульсного воздействия возобновлялась фильтрация вытесняющего флюида в «прямом» направлении и при стабилизации давления фильтрации определялись установившийся градиент давления закачки и изменение коэффициента вытеснения модели нефти. По окончании экспериментов образец керна экстрагировался и подготавливался к следующему этапу фильтрационных исследований.

2) Фильтрационный эксперимент №2. Исследование влияния изменения количества прилагаемых импульсов воздействия на фильтрационные характеристики образца керна при применении в качестве рабочей жидкости импульсного воздействия раствора модели пластовой воды и НПАВ.

Целью эксперимента являлось установление зависимости изменения фильтрационных свойств образца керна от количества приложенных к образцу импульсов с учетом изменения свойств жидкости воздействия.

Подготовка и проведение фильтрационного эксперимента осуществлялось по аналогии с ранее описанной методикой фильтрационного эксперимента №1. Отличие заключалось в применении в качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия раствора модели пластовой воды с НПАВ. В ходе эксперимента так же определялись установившийся градиент давления закачки и изменение коэффициента вытеснения модели нефти. По окончании экспериментов образец керна экстрагировался и подготавливался к следующему этапу фильтрационных исследований.

3) Фильтрационный эксперимент №3. Исследование влияния изменения количества прилагаемых импульсов воздействия на фильтрационные характеристики образца керна при предварительной обработке образца раствором НПАВ.

Целью эксперимента являлось установление зависимости изменения фильтрационных свойств образца керна от количества приложенных к образцу импульсов воздействия с учетом предварительной обработки образца раствором НПАВ различными интервалами времени реагирования раствора во флюидонасыщенном образце керна.

Подготовка образца к испытаниям, вплоть до создания остаточной нефтенасыщенности, проводилась по методике, описанной ранее для фильтрационного эксперимента №1. После этого через насыщенный флюидом образец керна методом «обратной» фильтрации прокачивался один поровый объем раствора модели пластовой воды с НПАВ. Образец выдерживался в статическом состоянии в течение определенного интервала времени, по завершении которого начиналось воздействие сериями импульсов до достижения общего количества приложенных импульсов воздействия в 5, 10, 15, 30 и 50 шт.

В качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия применялась модель пластовой воды. Исследования проводились в несколько циклов, в течение которых время статической выдержки обработанного раствором НПАВ образца составляло 1, 2, 4, 8 ч. В каждом цикле исследований заново происходило экстрагирование, насыщение, создание остаточной нефтенасыщенности, обработка раствором НПАВ, создание импульсов воздействия, и от цикла к циклу изменялось лишь время статической выдержки обработанного раствором НПАВ образца керна.

По завершении каждой серии моделирования гидроимпульсного воздействия возобновлялась фильтрация вытесняющего флюида в «прямом» направлении и при стабилизации давления фильтрации определялись установившийся градиент давления закачки и изменение коэффициента вытеснения модели нефти. По окончании экспериментов образец керна экстрагировался и подготавливался к следующему этапу фильтрационных исследований.

2.5.2 Оценка влияния регулирования факторов воздействия на фильтрационные характеристики образца керна при моделировании обработки ПЗП нагнетательных скважин

1) Фильтрационный эксперимент №4. Исследование влияния изменения количества прилагаемых импульсов воздействия на фильтрационные характеристики образца керна при применении модели пластовой воды в качестве рабочей жидкости импульсного воздействия.

Целью эксперимента являлось установление зависимости изменения фильтрационных свойств образца керна от количества приложенных к образцу импульсов воздействия.

При подготовке образца керна к фильтрационным исследованиям предварительно насыщенный моделью пластовой воды на сатураторе образец устанавливался в кернадержателе установки RPS-812, где производилось его донасыщение путем прокачки через него модели пластовой воды при постоянном расходе в объеме не менее 5 поровых объемов. Затем производилось намеренное «ухудшение» фильтрационных характеристик образца керна путем фильтрации 0,3 поровых объемов модели пластовой нефти и выдержка образца в статике в течение суток.

Далее в термобарических условиях производилось вытеснение модели пластовой нефти из образца моделью пластовой воды при постоянном расходе до стабилизации перепада давления фильтрации. Направление фильтрации при этом «обратное», то есть соответствовало закачке флюида из скважины в пласт. Определялся градиент давления фильтрации вытесняющего флюида.

Затем моделировалось гидроимпульсное воздействие на ПЗП нагнетательной скважины. Импульс воздействия создавался в попутном фильтрации направлении, то есть соответствовал воздействию на ПЗП из скважины. Формирование импульсов осуществлялось давлением, предварительно созданным насосом фильтрационной установки, путем кратковременного открытия электромагнитного клапана, установленного на линии подачи флюида в кернадержатель. В качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия применялась модель пластовой воды. В промысловых условиях амплитуда воздействия выбирается из условий превышения над пластовым давлением, но не более полуторакратного рабочего давления устьевого оборудования. В условиях экспериментальных исследований давление формирования импульса воздействия принималось 1 МПа. Импульсы создавались сериями, до достижения общего количества приложенных импульсов воздействия в 5, 10, 15, 30 и 50 шт.

По завершении каждой серии моделирования гидроимпульсного воздействия возобновлялась фильтрация вытесняющего флюида в «обратном» направлении и при стабилизации давления фильтрации определялся установившийся градиент давления фильтрации. После окончания экспериментов образец керна экстрагировался и подготавливался к следующему этапу фильтрационных исследований.

2) Фильтрационный эксперимент №5. Исследование влияния изменения количества прилагаемых импульсов воздействия на фильтрационные характеристики образца керна при применении в качестве рабочей жидкости импульсного воздействия раствора модели пластовой воды и НПАВ.

Целью эксперимента являлось установление зависимости изменения фильтрационных свойств образца керна от количества приложенных к образцу импульсов с учетом изменения свойств жидкости воздействия.

Подготовка и проведение фильтрационного эксперимента осуществлялось по аналогии с ранее описанной методикой для фильтрационного эксперимента №4. Отличие заключалось в применении в качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия раствора модели пластовой воды с НПАВ. В ходе эксперимента так же определялся установившийся градиент давления закачки. По окончании экспериментов образец керна экстрагировался и подготавливался к следующему этапу фильтрационных исследований.

3) Фильтрационный эксперимент №6. Исследование влияния изменения количества прилагаемых импульсов воздействия на фильтрационные характеристики образца керна при предварительной обработке образца раствором НПАВ.

Целью эксперимента являлось установление зависимости изменения фильтрационных свойств образца керна от количества приложенных к образцу импульсов воздействия с учетом предварительной обработки образца раствором НПАВ различными интервалами времени реагирования раствора во флюидонасыщенном образце керна.

Подготовка образца к испытаниям, вплоть до намеренного «ухудшения» фильтрационных характеристик, проводилась по методике, описанной ранее для фильтрационного эксперимента №4. После этого через образец керна методом «обратной» фильтрации прокачивался один поровый объем раствора модели пластовой воды с НПАВ. Образец выдерживался в статическом состоянии в течение определенного интервала времени, по завершении которого начиналось воздействие сериями импульсов, до достижения общего количества приложенных импульсов воздействия в 5, 10, 15, 30 и 50 шт. В качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия применялась модель пластовой воды. При этом исследования проводились в несколько циклов, в течение которых время статической выдержки обработанного раствором НПАВ образца составляло 1, 2, 4, 8 ч. В каждом цикле исследований заново производилось экстрагирование, насыщение, намеренное «ухудшение» фильтрационных характеристик, обработка раствором НПАВ, создание импульсов воздействия, и от цикла к циклу изменялось лишь время статической выдержки обработанного раствором НПАВ образца керна.

По завершении каждой серии моделирования гидроимпульсного воздействия возобновлялась фильтрация вытесняющего флюида в «обратном» направлении и при стабилизации давления фильтрации определялся установившийся градиент давления фильтрации. После окончания экспериментов образец керна экстрагировался и подготавливался к следующему этапу фильтрационных исследований.

2.5.3 Анализ результатов фильтрационных исследований по моделированию комплексного воздействия на ПЗП

Для оценки эффективности проведения работ по моделированию комплексного гидроимпульсного воздействия на ПЗП определялись:

1) Фактор остаточного сопротивления (ФОС) $R_{ост}$ (ед.) – величина, отражающая отношение фазовой проницаемости вытесняющего агента до моделирования гидроимпульсного воздействия к фазовой проницаемости вытесняющего агента после воздействия, рассчитывалась по формуле 2.1:

$$R_{ост} = \frac{grad P_2}{grad P_1}, \quad (2.1)$$

где $grad P_1$ – градиент давления фильтрации модели пластовой воды до процесса воздействия, Па/м;

$grad P_2$ – градиент давления фильтрации модели пластовой воды после процесса воздействия, Па/м.

2) Подвижность модели пластовой воды до и после моделирования гидроимпульсного воздействия. Подвижность флюида рассчитывалась по формуле 2.2 на основании формулы Дарси:

$$\frac{k}{\mu} = \frac{L \cdot Q}{S \cdot \Delta P}, \quad (2.2)$$

где k – коэффициент проницаемости образца породы, м²;

L – длина испытуемого образца породы, м;

Q – расход модели флюида, м³/с;

μ – вязкость фильтруемой модели флюида, Па*с;

S – площадь поперечного сечения образца, м²;

ΔP – перепад давления фильтрации по длине образца, Па.

3) Прирост коэффициента вытеснения ΔK_v (ед.) – величина, показывающая, на сколько изменился коэффициент вытеснения модели нефти после моделирования гидроимпульсного воздействия на ПЗП добывающих скважин относительно начально коэффициент вытеснения модели нефти, установленного до воздействия, рассчитывалась по формуле 2.3:

$$K_v = \frac{V_{\text{выт}}}{V_{\text{нач}}}, \quad (2.3)$$

где K_v – коэффициент вытеснения модели пластовой нефти, ед.;

$V_{\text{выт}}$ – вытесненный объем модели пластовой нефти из образца керна, мл;

$V_{\text{нач}}$ – начальный объем модели пластовой нефти в образце керна, мл.

4) Степень восстановления фильтрационных характеристик (%) – величина, показывающая снижение градиента фильтрации флюида после гидроимпульсного воздействия относительно величины его намеренного «ухудшения» при моделировании воздействия на ПЗП нагнетательной скважины.

На основании полученных в ходе фильтрационных исследований данных производилось построение графиков зависимости градиентов давления

фильтрации и относительного изменения подвижности модели пластовой воды от количества импульсов при моделировании гидроимпульсного воздействия на ПЗП.

2.6 Выводы к главе 2

1. С целью обоснованного применения комплексной технологии физического и физико-химического воздействия были определены основные задачи экспериментальных исследований.

2. Разработана программа исследования влияния изменения управляемых технологических факторов на эффективность технологии комплексного воздействия на ПЗП скважины. Разработанная программа экспериментальных исследований позволяет смоделировать применение технологии комплексного гидроимпульсного воздействия на ПЗП добывающих и нагнетательных скважин в лабораторных условиях.

3. Экспериментальные исследования проведены на кафедре «Разработки нефтяных и газовых месторождений» Санкт-Петербургского горного университета, в лаборатории «Повышения нефтеотдачи пласта» на современном высокоточном оборудовании ведущих отечественных и иностранных производителей, в соответствии с ГОСТ 8.563-96 «ГСИ. Методики выполнения измерений», что позволило выполнить экспериментальные исследования на высоком технологическом уровне.

ГЛАВА 3 ОБОСНОВАНИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЗП ТЕХНОЛОГИЕЙ ГИДРОИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕИОНОГЕННЫХ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

3.1 Исследование изменения пористости и абсолютной проницаемости коллектора от изменения давления обжима образца

Исследования по определению открытой пористости и абсолютной проницаемости подготовленных образцов кернового материала проводились согласно методике, описанной в разделе 2.3 настоящей работы. Эксперименты проведены на 5 подготовленных образцах кернового материала одного интервала терригенного коллектора Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Предварительно образцы были высверлены, отшлифованы, экстрагированы и высушены до постоянной массы согласно методике, описанной в разделе 2.2 настоящей работы.

Исходя из того, что технология гидроимпульсного воздействия предполагает создание разнонаправленных импульсов давления на устье скважин, создавая в околоствольной зоне продуктивного пласта чередующиеся во времени интервалы нагружения и разгрузки породы продуктивного пласта, принято решение произвести измерения открытой пористости и абсолютной проницаемости образца при различных значениях давления обжима образца. Исследования проводились при значениях бокового обжима в интервале от 10 МПа до 20 МПа. Результаты исследований представлены в таблице 3.1.

Учитывая тот факт, что образцы породы были высверлены из одного интервала полноразмерного кернового материала, отобранного с одной скважины, в пласте присутствуют заметные микронеоднородности, вызванные вероятнее всего наличием микротрещиноватости породы продуктивного пласта.

Таблица 3.1 – Фильтрационно-емкостные характеристики подготовленных образцов керна материала

№ образца	Давление обжима, МПа	Пористость по азоту, %	Абсолютная проницаемость, мкм ²	Относительное изменение проницаемости, %
1	10	18,3	0,0156	-
	13	18,3	0,0155	99,6
	17	18,3	0,0152	97,6
	20	18,3	0,0149	95,6
2	10	20,3	0,0551	-
	13	20,4	0,0534	96,9
	17	20,4	0,0525	95,3
	20	20,3	0,0518	94,1
3	10	26,2	0,0210	-
	13	26,0	0,0199	94,9
	17	25,8	0,0191	91,3
	20	25,7	0,0185	88,3
4	10	21,0	0,0231	-
	13	21,0	0,0225	97,4
	17	20,9	0,0221	95,8
	20	20,9	0,0217	93,9
5	10	23,7	0,0966	-
	13	23,5	0,0933	96,5
	17	23,3	0,0910	94,2
	20	23,3	0,0889	92,0

Из проведенных экспериментов видно, что при изменении давления обжима в пределах от 10 до 20 МПа во всех испытываемых образцах при практически постоянной пористости происходит плавное уменьшение проницаемости образца по газу с ростом давления обжима в пределах от 4,4 до 11,7% от первоначальных значений. Обобщенные по образцам изменения абсолютной проницаемости по азоту от изменения давления обжима представлены на рисунке 3.1

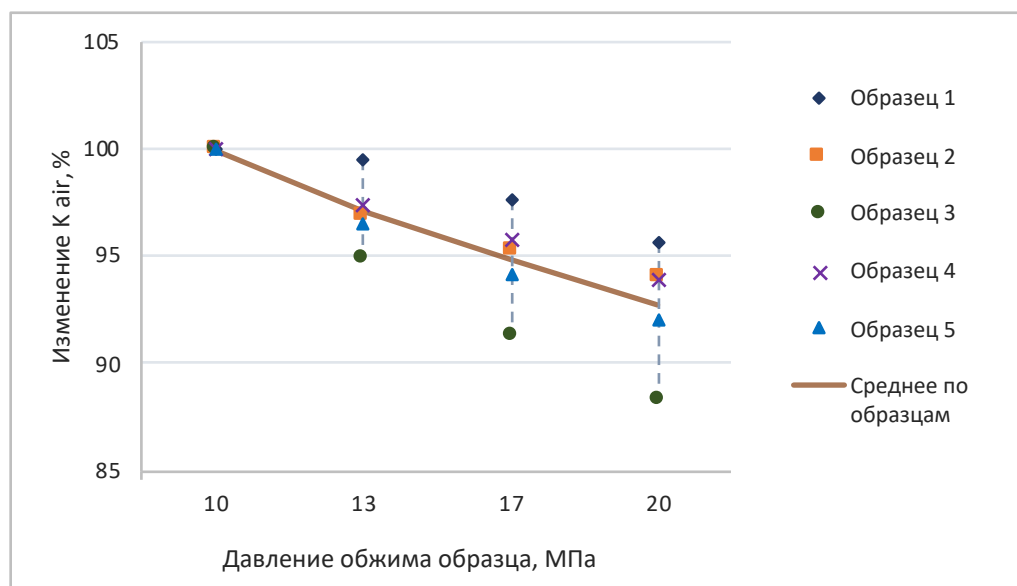


Рисунок 3.1 – Относительное изменение абсолютной проницаемости образцов по азоту от изменения давления обжима

Абсолютная проницаемость по азоту в представленных образцах на исследуемых изменениях давления обжима уменьшается на величину от 4,4 до 11,7% в зависимости от образца, при этом среднее уменьшение составляет 7,2 % от первоначальной величины.

Применение технологии гидроимпульсного воздействия предполагает знакопеременное, практически мгновенное скачкообразное изменение давления на забое скважины и в призабойной зоне пласта. Основываясь на проведенных экспериментальных исследованиях, можно сделать вывод, что циклическое знакопеременное воздействие на ПЗП с повышением и понижением эффективного давления аналогичным образом действует на коэффициент проницаемости породы, а значит и на коэффициент подвижности флюида в пластовых условиях. Если говорить о высокообводненном фонде скважин, где в пласте присутствует значительное количество «защемленной» в порах остаточной нефтяной фазы, гидроимпульсное воздействие способствует повышению подвижности этой «защемленной» фазы.

3.2 Обоснование выбора и исследование воздействия ПАВ на межмолекулярное взаимодействие на границе «дистиллированная вода – керосин»

«На сегодняшний день нет никаких сомнений в том, что применение ПАВ в различных технологиях повышения нефтеотдачи пластов является наиболее предпочтительным с точки зрения сохранения и улучшения коллекторских свойств продуктивных пластов. Это, в первую очередь, определяется многоплановым механизмом действия ПАВ» [10]:

- «Добавка ПАВ в воду снижает межфазное натяжение воды на границе с нефтью. При низком межфазном натяжении капли нефти легко деформируются и фильтруются через сужения пор, что увеличивает скорость их перемещения, в пласте;
- Добавка ПАВ в воду за счет снижения поверхностного натяжения уменьшает краевые углы смачивания, т.е. увеличивает смачиваемость породы водой. Гидрофилизации в совокупности со снижением межфазного натяжения приводит к сильному ослаблению адгезионных взаимодействий нефти с поверхностью породы;
- Водные растворы ПАВ проявляют моющее действие по отношению к нефти, покрывающей поверхность породы тонкой пленкой, способствуя разрыву пленки нефти. Адсорбируясь на поверхности раздела нефти с водой и вытесняя активные компоненты нефти, создающие на поверхности раздела адсорбционные слои с высокой прочностью, ПАВ облегчают деформацию менисков в порах - капиллярах пласта. Все это, увеличивает глубину и скорость капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенную породу. Под действием ПАВ интенсивнее происходит диспергирование нефти в воде, причем ПАВ стабилизируют образующуюся дисперсию. Размеры нефтяных капель уменьшаются. Вероятность их коалесценции и прилипания к твердой поверхности снижается. Это ведет к значительному повышению относительной фазовой проницаемости пористой среды для нефти и воды;

- Лучшее вытеснение нефти водой, содержащей ПАВ, связано также с сильным влиянием ПАВ на реологические свойства нефти. Введение ПАВ в нефть приводит к изолированию микрокристаллов парафинов и разрушению пространственной структуры, образуемой ими, а также к внедрению ПАВ в ассоциаты асфальто-смолистых веществ, следствием чего является снижение степени агрегирования АСВ (асфальто-смолистых веществ) в растворе низкомолекулярных углеводородов и уменьшение вязкости нефти» [10].

«Согласно ионной классификации Шварца и Перри, принятой в 1960 г. на III Международном конгрессе по ПАВ в Кельне, все ПАВ по химической природе делят на неионогенные, т. е. не диссоциирующие на ионы (НПАВ) в водных растворах, и ионогенные, которые в воде распадаются на ионы, как обычные электролиты. Ионогенные ПАВ, в свою очередь, подразделяют на анионактивные (АПАВ), катионактивные (КПАВ), амфотерные и цвиттер-ионные» [10].

«Неионогенные ПАВ, как правило, не вступают в реакцию с солями пластовых вод и не теряют свою поверхностную активность. Благодаря этому свойству они получили широкое распространение в нефтедобывающей промышленности. ПАВ такого типа эффективно снижают межфазное натяжение. Величина ККМ неионогенных ПАВ, по сравнению с ионными, как правило, на два порядка меньше» [62]. «Кроме того, как показали исследования неионогенные ПАВ способны диффундировать в нефть из закачиваемых в пласт водных растворов, оказывая диспергирующее действие на основные структурообразующие компоненты нефти – асфальтены, вследствие чего улучшаются ее реологические и фильтрационные свойства» [97].

«Выбор ПАВ из широкого спектра известных реагентов для условий конкретного месторождения является непростой задачей. До сих пор не существует единой системы критериев, по которой можно сделать однозначные выводы об эффективности и области применения того или иного реагента» [47]. В справочнике [1] приводятся следующие возможности оценки действия растворов ПАВ: непосредственная оценка действия; использование критериев, основанных

на качественных представлениях; использование физико-химических показателей эффективности.

По мнению исследователей [22, 34, 88], эффективный ПАВ должен удовлетворять следующим требованиям:

- «• хорошо растворяться в пластовой воде;
- иметь минимальную адсорбцию;
- снижать межфазное натяжение на границе раздела фаз «вода – нефть»;
- не терять свою активность при контакте с флюидами и поверхностями скважинного оборудования;
- предотвращать набухание глинистых пород;
- быть доступным и экологически безопасным» [47].

На основании критериев эффективности ПАВ, а также вышеприведенной информации выбор был сделан в пользу неионогенного ПАВ ОП-10, как широко известного, доступного и доказавшего свою эффективность реагента. «Смачиватель ОП-10 – неионогенное поверхностно-активное вещество, представляет собой продукт обработки смеси моно и диалкилфенолов окисью этилена. Применяется в качестве смачивающего и эмульгирующего поверхностно-активного вещества в различных технологических процессах» [30].

Межфазное натяжение водных растворов НПАВ на границе с керосином марки ТС-1 измерялось по методике, описанной в разделе 2.4 настоящей работы.

Результаты определения поверхностно-активных свойств различной концентрации исследуемого раствора НПАВ представлены на рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 – Изотерма межмолекулярного взаимодействия водных растворов ОП-10 на границе с керосином марки ТС-1

Анализ полученной зависимости показал, что при массовой концентрации в диапазоне 0,1-0,5 %-ной ПНАВ в водном растворе наблюдается значительное снижение межмолекулярного взаимодействия на границе раздела сред «дистиллированная вода – керосин». При 0,5 %-ной концентрации реагента ОП-10 в водном растворе значение межфазного натяжения равно 3,7 мН/м и с увеличением процентного содержания ПАВ в растворе остается практически неизменным.

«Оптимальную концентрацию поверхностно-активного вещества в растворе обычно определяют, исходя из значения критической концентрации мицеллообразования (ККМ). Критическая концентрация мицеллообразования – концентрация ПАВ в исследуемом растворе, при превышении которой появляются и развиваются мицеллы. Дальнейшее увеличение концентрации ПАВ практически не приводит к изменению межфазного натяжения» [47]. Это происходит вследствие полного насыщения межфазных поверхностей индивидуальными ионами ПАВ с возникающей термодинамически более выгодной ассоциацией их в мицеллы разнообразного строения и коллоидной степени дисперсности: цилиндрические, шарообразные, пластинчатые при ККМ [23, 24, 55, 90, 111].

Анализируя полученную информацию, можно сделать вывод, что поведение реагента ОП-10 (ККМ – 0,5 % мас.) характерно подавляющему большинству ПАВ, т.е. снижение межмолекулярного взаимодействия на границе раздела сред происходит до достижения критической концентрации мицеллообразования, после чего при увеличении процентного содержания ПАВ в растворе значение межмолекулярного взаимодействия практически не меняется. Данная концентрация является оптимальной для применения выбранного реагента.

3.3 Результаты фильтрационных исследований по определению влияния комплексного воздействия на вытеснение модели пластового флюида из образца породы

Определение влияния комплексного воздействия на ПЗП технологией гидроимпульсного воздействия с применением неионогенных поверхностно-

активных веществ на характер изменения фильтрационных характеристик образцов естественного кернового материала производилось согласно методикам, описанным в разделе 2.5 настоящей работы.

В качестве вытесняющего флюида в ходе экспериментальных исследований применялась модель пластовой воды, в качестве модели нефти – керосин марки ТС-1. Фильтрационные исследования проводились в режиме постоянного расхода жидкости с фиксацией изменяющихся перепадов давления фильтрации при моделировании максимально приближенных к пластовым, термобарических условий. Линейные и фильтрационно-емкостные характеристики подготовленных к исследованиям образцов керна представлены в таблице 3.2.

В ходе экспериментов соблюдались термобарические условия, характерные для среднестатистического терригенного коллектора Волго-Уральской нефтегазоносной провинции:

- температура коллектора – 35 °С;
- горное давление на коллектор – 35 МПа;
- поровое давление продуктивного пласта– 17 МПа;
- скорость фильтрации (расход) вытесняющего флюида – 0,5 см³/мин.

Таблица 3.2 – Линейные и фильтрационно-емкостные характеристики образцов

№ образца	Длина, см	Диаметр, см	Пористость по азоту, %	Абсолютная проницаемость, мкм ²	Объем образца, см ³	Открытый объем пор, см ³
1	2,97	2,95	18,2	0,015	19,9	3,6
2*	6,09	2,97	22,1	0,053	42,1	9,2
3	2,87	2,96	25,9	0,019	19,7	5,1
4	3,34	2,97	21,0	0,022	23,2	4,9

*составной образец в термоусадочной оболочке.

В целях предотвращения перетока жидкости между поверхностью керна и обжимающей его манжетой и избежания преждевременного разрушения образцов, давление обжима образца при испытаниях устанавливалось равным 3,5 МПа.

3.3.1 Результаты фильтрационных экспериментов при моделировании комплексного воздействия на ПЗП добывающей скважины

Результаты фильтрационного эксперимента №1

В ходе проведения эксперимента №1 исследовалось изменение фильтрационных характеристик образца флюидонасыщенной породы от количества приложенных импульсов воздействия при моделировании гидроимпульсного воздействия на ПЗП добывающей скважины. В качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия применялась модель пластовой воды. В процессе эксперимента контролировались стабилизация давления фильтрации флюида и объем вытесненной из образца модели нефти.

Целью эксперимента являлось установление зависимости изменения фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы от количества приложенных к образцу импульсов воздействия.

В предварительно подготовленном образце №1 создавалась остаточная нефтенасыщенность путем фильтрации через него вытесняющего флюида (модели пластовой воды) с постоянным расходом $0,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ до полного обводнения вытесненной жидкости, но не менее 10 порового пространства образца. Направление фильтрации при этом «прямое», т.е. соответствовало притоку флюида из пласта в скважину. Коэффициент вытеснения нефти (модели пластовой нефти) составил 0,16 ед. Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида – 11,35 МПа/м.

Моделирование гидроимпульсного воздействия на ПЗП производилось путем нагнетания давления в линии подачи при закрытом электромагнитном клапане и отсутствии фильтрации через флюидонасыщенный образец. При достижении давления в 1 МПа происходило кратковременное (0,5 сек) открытие клапана, импульс воздействовал на образец, и открывался второй электромагнитный клапан для разряжения избыточного давления, образовавшегося в образце породы. Оба клапана устанавливались на линиях «обратного» направления фильтрации, т.е. со стороны выхода фильтрующегося

через образец породы флюида, что соответствовало воздействию на ПЗП из скважины.

Моделировались пять импульсов воздействия на образец флюидонасыщенной породы, после чего возобновлялась фильтрация вытесняющего флюида и регистрировались стабилизовавшееся давление фильтрации и объем довытесненной модели нефти. После определения необходимых параметров фильтрация останавливалась, моделировалось еще 10 импульсов гидроимпульсного воздействия на ПЗП, после чего вновь возобновлялась фильтрация вытесняющего флюида и регистрировались стабилизовавшееся давление фильтрации и объем довытесненной модели нефти. Контроль стабилизации давления фильтрации флюида и объема вытесненной из образца модели нефти производился по достижении общего количества импульсов воздействия на образец 5, 15, 30 и 50 импульсов.

Коэффициент вытеснения нефти (модели пластовой нефти) составил 0,16 ед. Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида – 11,35 МПа/м. На рисунке 3.3 и в таблице 3.3 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №1 на образце керна №1.

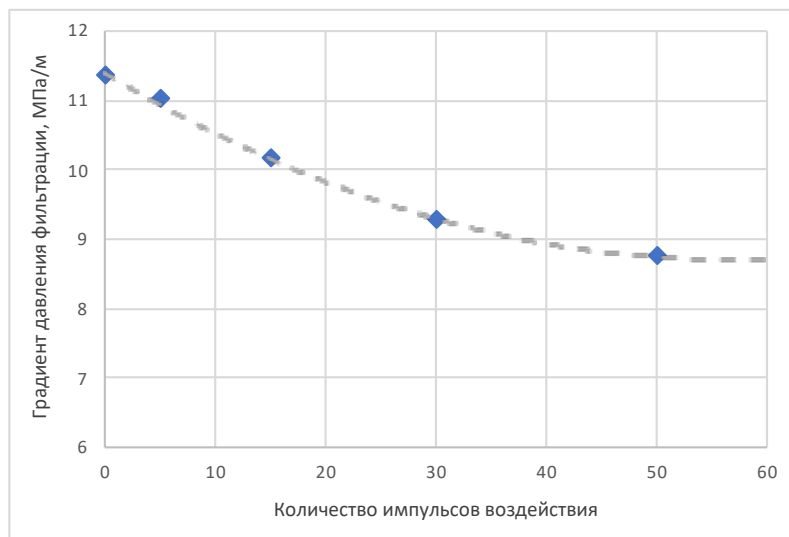


Рисунок 3.3 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №1

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия на флюидонасыщенный образец породы №1 составил 8,76 МПа/м.

Фактор остаточного сопротивления – 0,77. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,3 раза, с 1,09 до 1,42 мД/мПа*с. Довытеснение модели нефти составило 1%.

Таблица 3.3 – Результаты фильтрационного эксперимента №1 (образец породы №1)

Параметр	Единица измерения	До импульсного воздействия	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	11,35	8,76
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	1,09	1,42
Фактор остаточного сопротивления	ед.	0,77	
Коэффициент довытеснения нефти	ед.	0,01	

Ход проведения эксперимента на образце №2 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образце №1.

Коэффициент вытеснения нефти (модели пластовой нефти) составил 0,26 ед. Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида – 7,14 МПа/м. На рисунке 3.4 и в таблице 3.4 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №1 на составном образце керна №2.

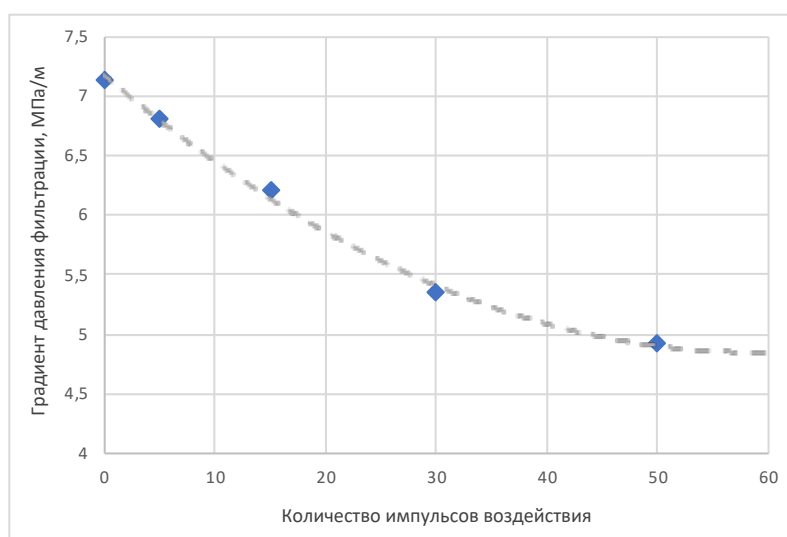


Рисунок 3.4 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №2

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия на флюидонасыщенный образец породы №2 составил 4,92 МПа/м.

Фактор остаточного сопротивления – 0,69. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,44 раза, с 1,71 до 2,47 мД/мПа*с. Довытеснение модели нефти составило 2%.

Таблица 3.4 – Результаты фильтрационного эксперимента №1 (образец породы №2)

Параметр	Единица измерения	До импульсного воздействия	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	7,14	4,92
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	1,71	2,47
Фактор остаточного сопротивления	ед.	0,69	
Коэффициент довытеснения нефти	ед.	0,02	

Ход проведения эксперимента на образце №3 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образцах №1 и №2.

Коэффициент вытеснения нефти (модели пластовой нефти) составил 0,19 ед. Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида – 9,85 МПа/м. На рисунке 3.5 и в таблице 3.5 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №1 на образце керна №3.

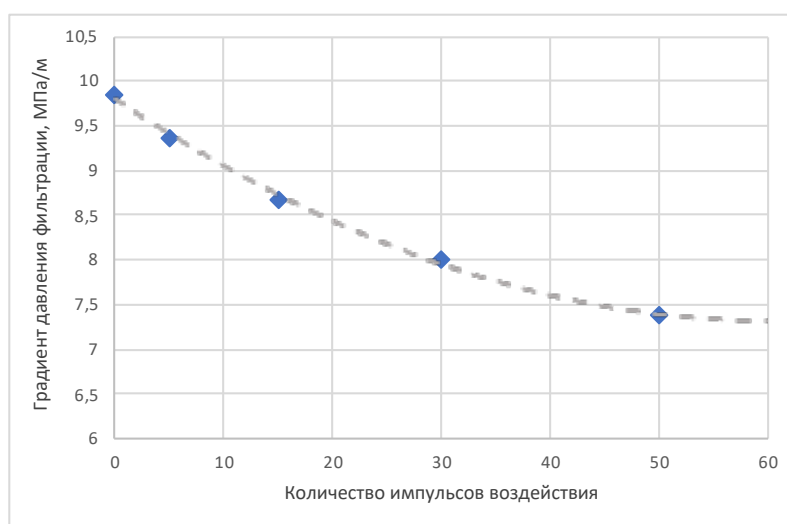


Рисунок 3.5 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №3

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия на флюидонасыщенный образец породы №3 составил 7,38 МПа/м.

Фактор остаточного сопротивления – 0,75. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,34 раза, с 1,24 до 1,66 мД/мПа*с. Довытеснение модели нефти составило 1%.

Таблица 3.5 – Результаты фильтрационного эксперимента №1 (образец породы №3)

Параметр	Единица измерения	До импульсного воздействия	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	9,85	7,38
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	1,24	1,66
Фактор остаточного сопротивления	ед.	0,75	
Коэффициент довытеснения нефти	ед.	0,01	

Ход проведения эксперимента на образце №4 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образцах №№ 1, 2, 3.

Коэффициент вытеснения нефти (модели пластовой нефти) составил 0,18 ед. Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида – 9,72 МПа/м. На рисунке 3.6 и в таблице 3.6 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №1 на образце керна №4.

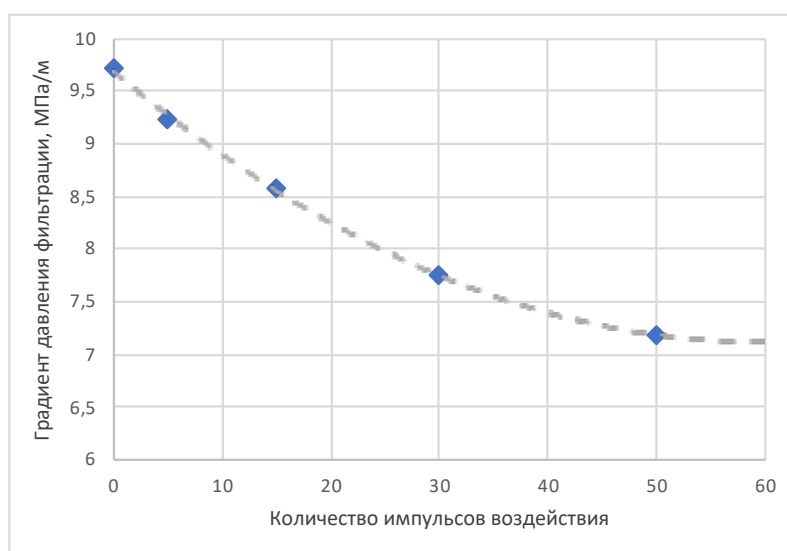


Рисунок 3.6 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №4

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия на флюидонасыщенный образец породы №4 составил 7,19 МПа/м.

Фактор остаточного сопротивления – 0,74. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,34 раза, с 1,26 до 1,69 мД/мПа*с. Довытеснение модели нефти составило 1%.

Таблица 3.6 – Результаты фильтрационного эксперимента №1 (образец породы №4)

Параметр	Единица измерения	До импульсного воздействия	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	9,72	7,19
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	1,26	1,69
Фактор остаточного сопротивления	ед.	0,74	
Коэффициент довытеснения нефти	ед.	0,01	

В ходе эксперимента №1 на четырех испытанных образцах установлены зависимости изменения фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы от количества приложенных к образцу импульсов при моделировании гидроимпульсного воздействия на ПЗП добывающей скважины. Фактор остаточного сопротивления после 50 приложенных к образцу импульсов воздействия снизился на 23-31%, подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,3-1,44 раза, коэффициент вытеснения модели нефти увеличился на 1-2%.

Результаты фильтрационного эксперимента №2

В ходе проведения эксперимента №2 исследовалось изменение фильтрационных характеристик образца флюидонасыщенной породы от количества приложенных импульсов с учетом изменения свойств жидкости воздействия при моделировании гидроимпульсного воздействия на ПЗП добывающей скважины. В качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия применялся раствор модели пластовой воды и НПАВ, с концентрацией ОП-10 в растворе 0,5 % мас. В процессе эксперимента контролировались стабилизация давления фильтрации флюида и объем вытесненной из образца модели нефти.

Целью эксперимента являлось установление зависимости изменения фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы от количества приложенных к образцу импульсов воздействия с учетом изменения свойств жидкости воздействия.

Методы и методика проведения фильтрационного эксперимента №2 идентичны эксперименту №1 с одним лишь изменением: в качестве рабочей жидкости импульсного воздействия применялся раствор модели пластовой воды и 0,5 % НПАВ ОП-10 вместо чистой модели пластовой воды. Коэффициент вытеснения нефти (модели пластовой нефти) составил 0,16 ед. Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида – 11,35 МПа/м. На рисунке 3.7 и в таблице 3.7 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №2 на образце керна №1.

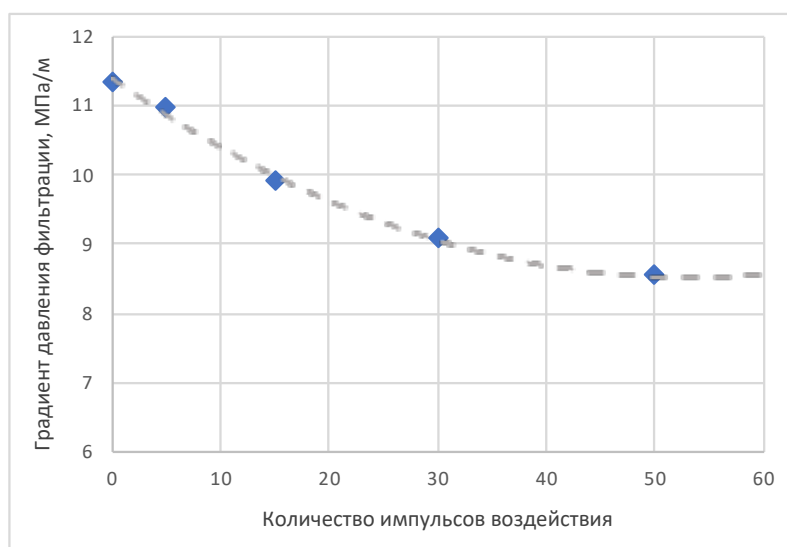


Рисунок 3.7 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №1

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия на флюидонасыщенный образец породы №1 составил 8,54 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления – 0,75. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,33 раза, с 1,09 до 1,45 мД/мПа*с. Довытеснение модели нефти составило 1%.

Таблица 3.7 – Результаты фильтрационного эксперимента №2 (образец породы №1)

Параметр	Единица измерения	До импульсного воздействия	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	11,35	8,54
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	1,09	1,45
Фактор остаточного сопротивления	ед.	0,75	
Коэффициент довытеснения нефти	ед.	0,01	

Ход проведения эксперимента на образце №2 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образце №1.

Коэффициент вытеснения нефти (модели пластовой нефти) составил 0,26 ед. Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида – 7,14 МПа/м. На рисунке 3.8 и в таблице 3.8 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №2 на образце керна №2.

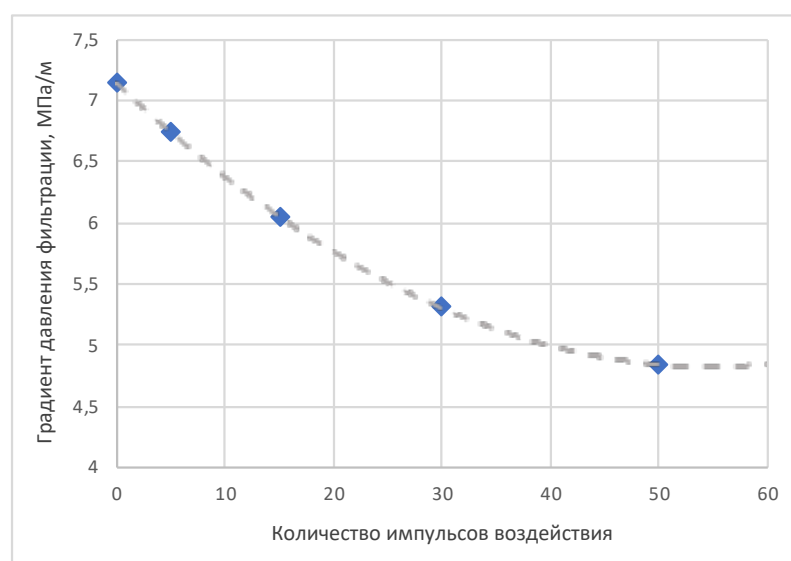


Рисунок 3.8 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №2

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия на флюидонасыщенный образец породы №2 составил 4,85 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления – 0,68. Подвижность вытесняющего флюида

возросла в 1,47 раза, с 1,71 до 2,52 мД/мПа*с. Довытеснение модели нефти составило 3%.

Таблица 3.8 – Результаты фильтрационного эксперимента №2 (образец породы №2)

Параметр	Единица измерения	До импульсного воздействия	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	7,34	4,85
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	1,71	2,52
Фактор остаточного сопротивления	ед.	0,68	
Коэффициент довытеснения нефти	ед.	0,03	

Ход проведения эксперимента на образце №3 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образцах №1 и №2.

Коэффициент вытеснения нефти (модели пластовой нефти) составил 0,19 ед. Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида – 9,85 МПа/м. На рисунке 3.9 и в таблице 3.9 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №2 на образце керна №3.

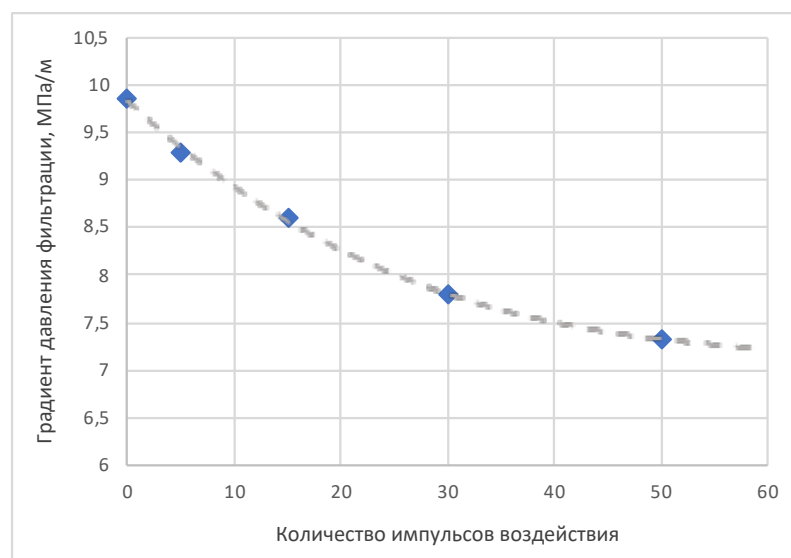


Рисунок 3.9 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №3

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия на флюидонасыщенный образец породы №3 составил 7,33 МПа/м.

Фактор остаточного сопротивления – 0,74. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,35 раза, с 1,24 до 1,67 мД/мПа*с. Довытеснение модели нефти составило 2%.

Таблица 3.9 – Результаты фильтрационного эксперимента №2 (образец породы №3)

Параметр	Единица измерения	До импульсного воздействия	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	9,85	7,33
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	1,24	1,67
Фактор остаточного сопротивления	ед.	0,74	
Коэффициент довытеснения нефти	ед.	0,02	

Ход проведения эксперимента на образце №4 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образцах №№ 1, 2, 3.

Коэффициент вытеснения нефти (модели пластовой нефти) составил 0,18 ед. Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида – 9,72 МПа/м. На рисунке 3.10 и в таблице 3.10 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №2 на образце керна №4.

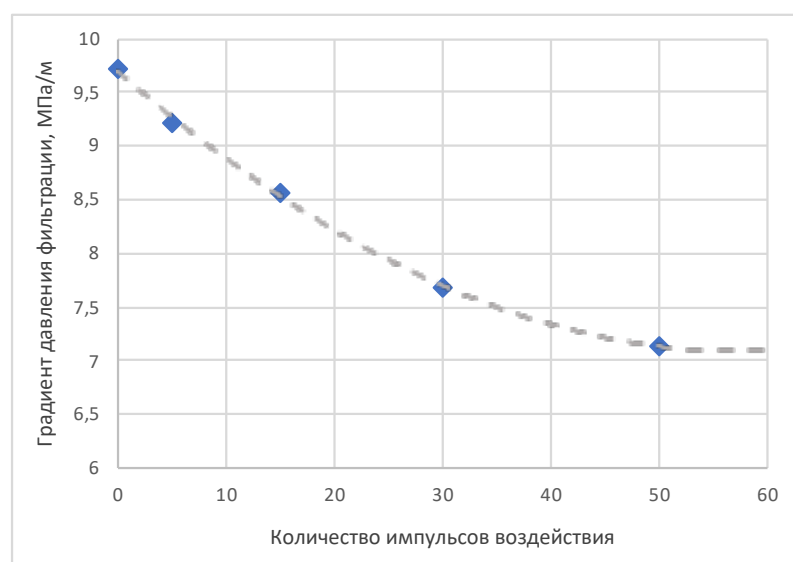


Рисунок 3.10 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №4

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия на флюидонасыщенный образец породы №4 составил 7,14 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления – 0,73. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,35 раза, с 1,26 до 1,7 мД/мПа*с. Довытеснение модели нефти составило 1%.

Таблица 3.10–Результаты фильтрационного эксперимента №2(образец породы №4)

Параметр	Единица измерения	До импульсного воздействия	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	9,72	7,14
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	1,26	1,7
Фактор остаточного сопротивления	ед.	0,73	
Коэффициент довытеснения нефти	ед.	0,01	

В ходе эксперимента №2 на четырех испытанных образцах установлены зависимости изменения фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы от количества приложенных к образцу импульсов с учетом изменения свойств жидкости воздействия при моделировании гидроимпульсного воздействия на ПЗП добывающей скважины. Фактор остаточного сопротивления после 50 приложенных к образцу импульсов давления снизился на 25-32%, подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,33-1,47 раза, коэффициент вытеснения модели нефти увеличился на 1-3%.

Результаты фильтрационного эксперимента №3

В ходе проведения эксперимента №3 исследовалось изменение фильтрационных характеристик образца флюидонасыщенной породы от количества приложенных импульсов воздействия с учетом предварительной обработки образца водным раствором НПАВ с концентрацией ОП-10 в растворе 0,5 % мас., при моделировании комплексного воздействия на ПЗП добывающей скважины. В качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия

применялась модель пластовой воды. В процессе эксперимента контролировались стабилизация давления фильтрации флюида и объем вытесненной из образца модели нефти.

Целью эксперимента являлось установление зависимости изменения фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы от количества приложенных к образцу импульсов воздействия с учетом предварительной обработки образца раствором НПАВ и различными интервалами времени реагирования раствора во флюидонасыщенном образце керна.

В предварительно подготовленном образце №1 создавалась остаточная нефтенасыщенность, путем фильтрации через него вытесняющего флюида (модели пластовой воды) с постоянным расходом $0,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ до полного обводнения вытесненной жидкости, но не менее 10 поровых объемов образца. Направление фильтрации при этом «прямое», т.е. соответствовало притоку флюида из пласта в скважину. Коэффициент вытеснения нефти (модели пластовой нефти) составил 0,16 ед. Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида – 11,35 МПа/м.

Методом «прямой» фильтрации через образец прокачивался 1 поровый объем раствора модели пластовой воды и 0,5 % масс. НПАВ ОП-10. Образец выдерживался в статическом состоянии в течении 1 ч. Далее по методике фильтрационного эксперимента №1 моделировалось гидроимпульсное воздействие на ПЗП с количеством импульсов воздействия от 5 до 50 и контролем стабилизации давления фильтрации флюида и объема вытесненной из образца модели нефти. По завершении опыта образец экстрагировался, вновь насыщался и подготавливался к следующей стадии эксперимента, с предварительной обработкой раствором модели пластовой воды и НПАВ и выдержкой 2, 4 и 8 ч.

Коэффициент вытеснения нефти (модели пластовой нефти) составил 0,16 ед. Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида – 11,35 МПа/м. На рисунке 3.11 и в таблице 3.11 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №3 на образце керна №1.

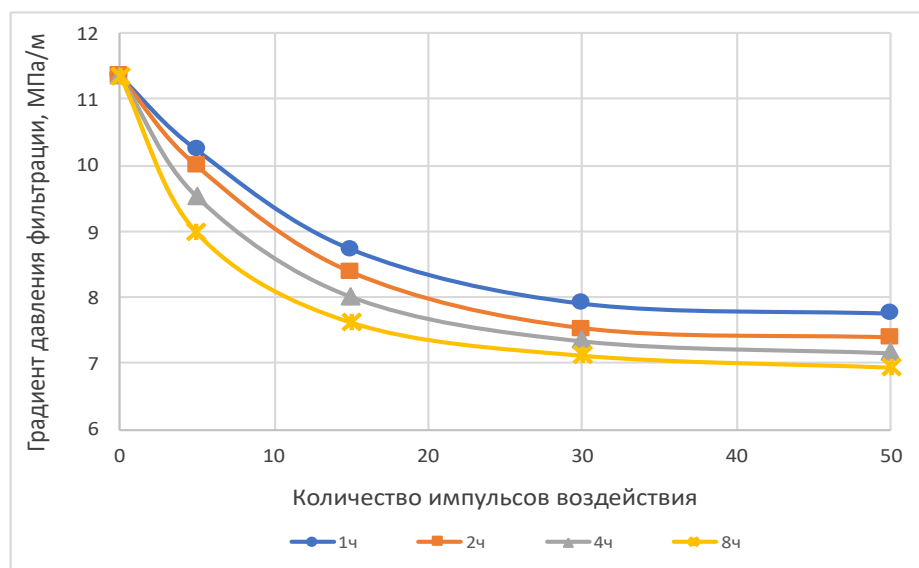


Рисунок 3.11 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №1

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия и 8 ч реагирования раствора НПАВ в образце породы №1 составил 6,94 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления – 0,61. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,63 раза, с 1,09 до 1,78 мД/мПа*с. Довытеснение модели нефти составило 2%.

Таблица 3.11–Результаты фильтрационного эксперимента №3(образец породы №1)

Параметр	Единица измерения	До импульсного воздействия	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	11,35	6,94
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	1,09	1,78
Фактор остаточного сопротивления	ед.	0,61	
Коэффициент довытеснения нефти	ед.	0,02	

Ход проведения эксперимента на образце №2 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образце №1.

Коэффициент вытеснения нефти (модели пластовой нефти) составил 0,26 ед. Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида – 7,14 МПа/м. На рисунке

3.12 и в таблице 3.12 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №3 на образце керна №2.

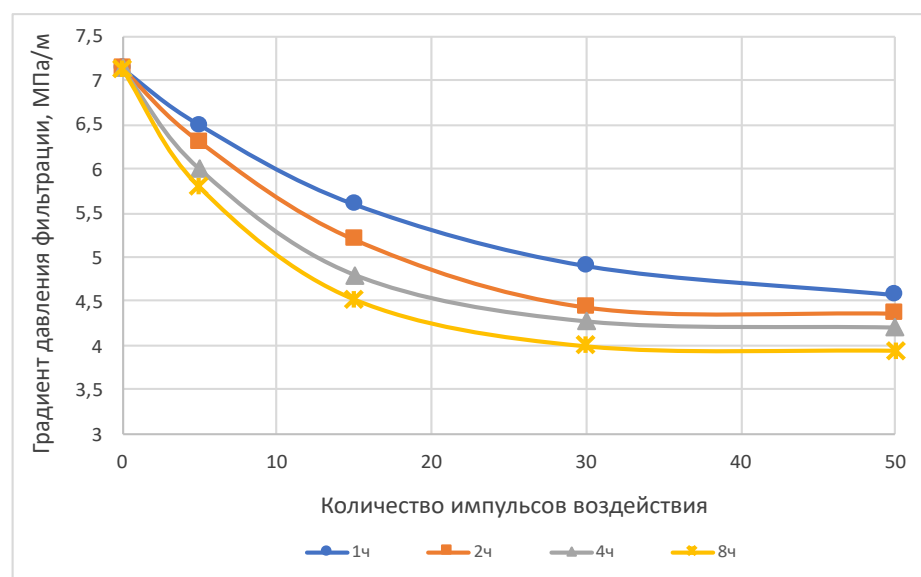


Рисунок 3.12 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №2

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия и 8 ч реагирования раствора НПАВ в образце породы №2 составил 3,95 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления – 0,55. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,8 раза, с 1,71 до 3,07 мД/мПа*с. Довытеснение модели нефти составило 5%.

Таблица 3.12–Результаты фильтрационного эксперимента №3(образец породы №2)

Параметр	Единица измерения	До импульсного воздействия	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	7,34	3,95
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	1,71	3,07
Фактор остаточного сопротивления	ед.	0,55	
Коэффициент довытеснения нефти	ед.	0,05	

Ход проведения эксперимента на образце №3 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образцах №1 и №2.

Коэффициент вытеснения нефти (модели пластовой нефти) составил 0,19 ед. Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида – 9,85 МПа/м. На рисунке 3.13 и в таблице 3.13 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №3 на образце керна №3.

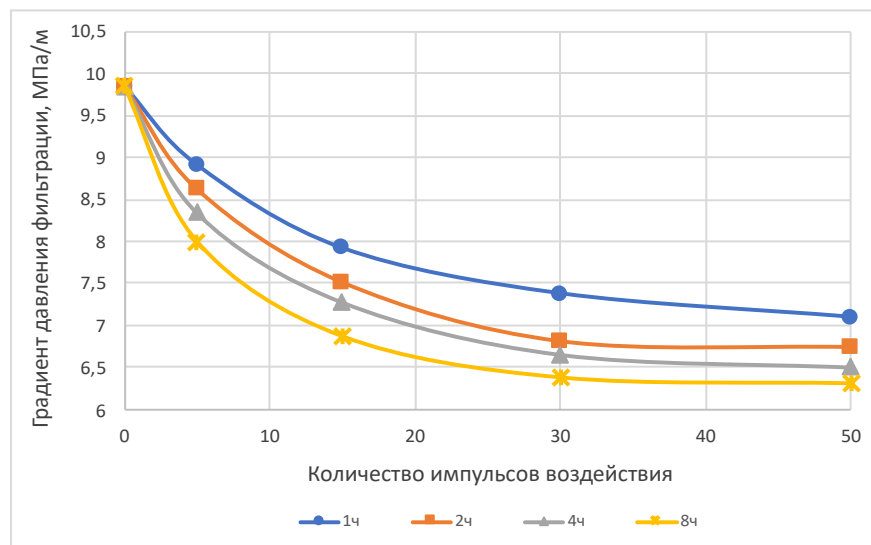


Рисунок 3.13 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №3

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия и 8 ч реагирования раствора НПАВ в образце породы №3 составил 6,31 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления – 0,64. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,57 раза, с 1,24 до 1,94 мД/мПа*с. Довытеснение модели нефти составило 4%.

Таблица 3.13–Результаты фильтрационного эксперимента №3(образец породы №3)

Параметр	Единица измерения	До импульсного воздействия	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	9,85	6,31
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	1,24	1,94
Фактор остаточного сопротивления	ед.	0,64	
Коэффициент довытеснения нефти	ед.	0,04	

Ход проведения эксперимента на образце №4 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образцах №№ 1, 2, 3.

Коэффициент вытеснения нефти (модели пластовой нефти) составил 0,18 ед. Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида – 9,72 МПа/м. На рисунке 3.14 и в таблице 3.14 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №3 на образце керна №4.

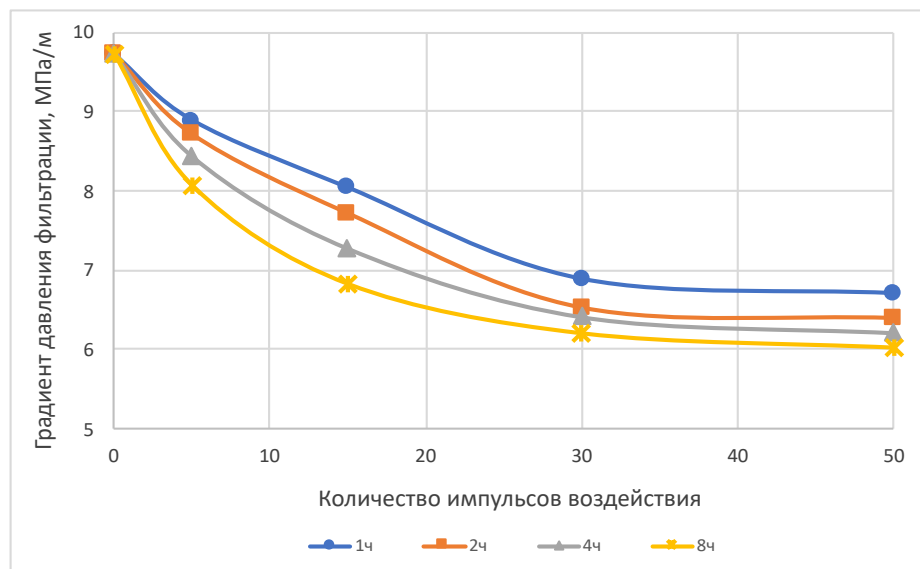


Рисунок 3.14 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №4

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия и 8 ч реагирования раствора НПАВ в образце породы №4 составил 6,03 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления – 0,62. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,6 раза, с 1,26 до 2,02 мД/мПа*с. Довытеснение модели нефти составило 3%.

Таблица 3.14–Результаты фильтрационного эксперимента №3(образец породы №4)

Параметр	Единица измерения	До импульсного воздействия	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	9,72	6,03
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	1,26	2,02
Фактор остаточного сопротивления	ед.	0,62	
Коэффициент довытеснения нефти	ед.	0,03	

В ходе эксперимента №3 на четырех испытанных образцах установлены зависимости изменения фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы от количества приложенных к образцу импульсов с учетом предварительной обработки образца раствором НПАВ при моделировании комплексного воздействия на ПЗП добывающей скважины. Фактор остаточного сопротивления после 8 ч реагирования раствора 0,5 % мас. НПАВ ОП-10 и 50 приложенных к образцу импульсов воздействия снизился на 36-45%, подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,57-1,8 раза, коэффициент вытеснения модели нефти увеличился на 2-5%.

Анализ результатов фильтрационных экспериментов при моделировании комплексного воздействия на ПЗП добывающей скважины.

В результате фильтрационных экспериментов №1-3 на четырех испытанных образцах установлены и проанализированы зависимости изменения фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы от количества приложенных к образцу импульсов при моделировании комплексного воздействия гидроимпульсной технологией и раствором неионогенного ПАВ на призабойную зону пласта добывающих скважин, реализованному на фильтрационной установке измерения относительной фазовой проницаемости коллектора RPS-812. На рисунке 3.15 и в таблице 3.15 представлены обобщенные результаты проведенных фильтрационных экспериментов.

Таблица 3.15 – Результаты фильтрационных экспериментов № 1-3 на образцах флюидонасыщенной породы.

№ эксперимента	Параметр	Единица измерения	Образец 1	Образец 2	Образец 3	Образец 4	Среднее значение
1	Изменение подвижности по воде	ед.	1,3	1,44	1,34	1,34	1,36
	Фактор остаточного сопротивления	ед.	0,77	0,69	0,75	0,74	0,74
	Коэффициент довытеснения нефти	ед.	0,01	0,02	0,01	0,01	0,0125

Продолжение таблицы 3.15

2	Изменение подвижности по воде	ед.	1,33	1,47	1,35	1,35	1,38
	Фактор остаточного сопротивления	ед.	0,75	0,68	0,74	0,73	0,73
	Коэффициент довытеснения нефти	ед.	0,01	0,03	0,02	0,01	0,0175
3*	Изменение подвижности по воде	ед.	1,63	1,8	1,57	1,6	1,65
	Фактор остаточного сопротивления	ед.	0,61	0,55	0,64	0,62	0,61
	Коэффициент довытеснения нефти	ед.	0,02	0,05	0,04	0,03	0,035

* - результаты эксперимента с предварительной выдержкой в течении 8 часов.

В результате фильтрационного эксперимент №1 на флюидонасыщенных образцах удалось добиться роста подвижности вытесняющего флюида в 1,36 раза, снижение фактора остаточного сопротивления на 26% и прироста коэффициента вытеснения модели пластовой нефти на 1,25%.

В результате фильтрационного эксперимент №2 на флюидонасыщенных образцах удалось добиться роста подвижности вытесняющего флюида в 1,38 раза, снижение фактора остаточного сопротивления на 27% и прироста коэффициента вытеснения модели пластовой нефти на 1,75%.

В результате фильтрационного эксперимент №3 на флюидонасыщенных образцах удалось добиться роста подвижности вытесняющего флюида в 1,65 раза, снижение фактора остаточного сопротивления на 39% и прироста коэффициента вытеснения модели пластовой нефти на 3,5%.

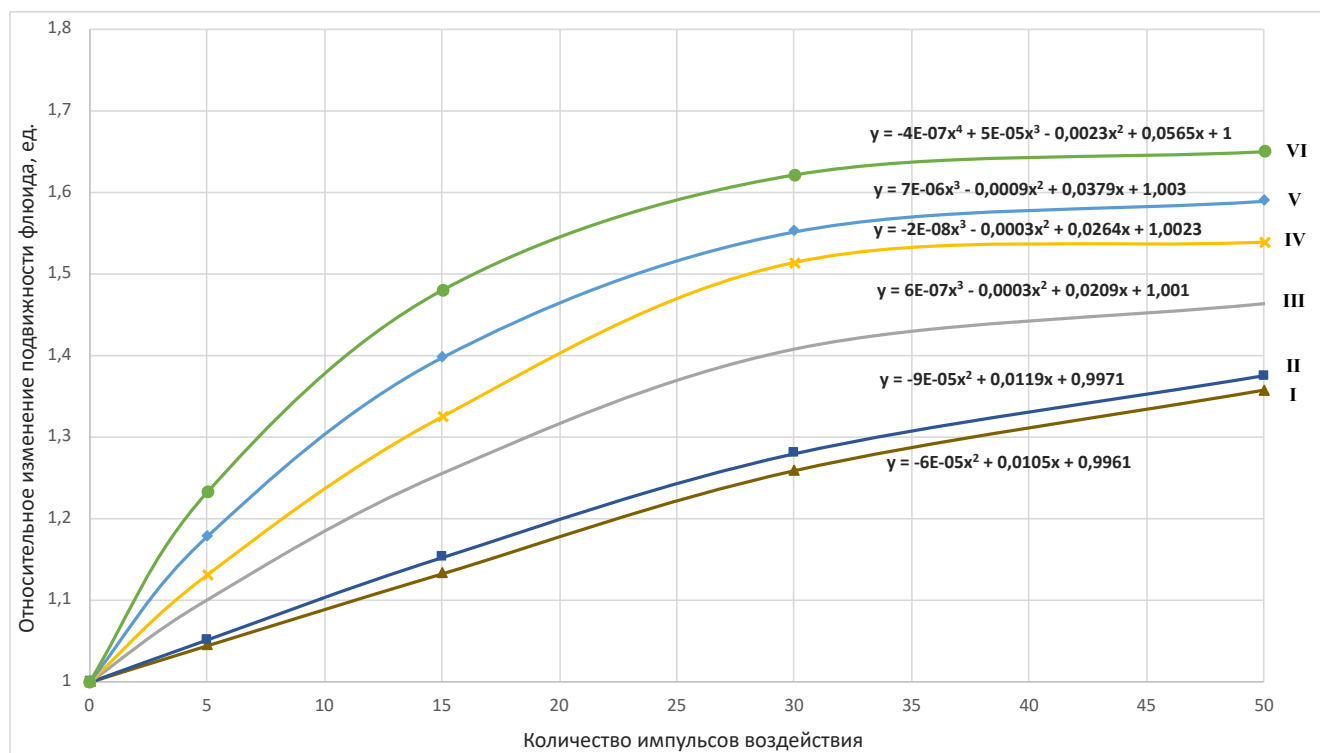


Рисунок 3.15 – Относительное изменение подвижности флюида при моделировании воздействия на ПЗП добывающих скважин

На рисунке 3.15 представлены экспериментально установленные зависимости относительного изменения подвижности вытесняющего флюида от количества приложенных к флюидонасыщенному образцу импульсов при моделировании комплексного воздействия гидроимпульсной технологией и раствором неионогенного ПАВ. Зависимость I соответствует фильтрационному эксперименту №1 и показывает изменение фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы при применении в качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия модели пластовой воды. II зависимость соответствует фильтрационному эксперименту №2 и показывает изменение фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы при применении в качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия раствора модели пластовой воды и 0,5 % мас. НПАВ ОП-10. Зависимости III-VI соответствуют фильтрационному эксперименту №3 и показывают изменение фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы с учетом предварительной обработки образца раствором модели пластовой воды и 0,5 % мас. НПАВ ОП-10 и различными

интервалами времени реагирования раствора в образце при применении в качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия модели пластовой воды:

- зависимость III – время предварительной выдержки образца – 1 ч;
- зависимость IV – время предварительной выдержки образца – 2 ч;
- зависимость V – время предварительной выдержки образца – 4 ч;
- зависимость VI – время предварительной выдержки образца – 8 ч.

Результаты исследований показали, что во всех опытах происходит рост подвижности вытесняющего флюида и снижение фактора остаточного сопротивления относительно исходных значений, что свидетельствует о перераспределении фильтрационных потоков во флюидонасыщенных образцах. Кроме того, предварительная обработка образца раствором НПАВ позволила качественно повлиять на эти показатели, и в том числе сократить количество импульсов воздействия для достижения наилучших показателей фильтрации.

Проведенные фильтрационные исследования позволяют однозначно судить об улучшении фильтрационных характеристик флюидонасыщенного образца керна при моделировании комплексной технологии гидроимпульсного воздействия с применением неионогенных ПАВ на ПЗП добывающей скважины.

3.3.2 Результаты фильтрационных экспериментов при моделировании комплексного воздействия на ПЗП нагнетательной скважины

Результаты фильтрационного эксперимента №4

В ходе проведения эксперимента №4 исследовалось изменение фильтрационных характеристик образца флюидонасыщенной породы от количества приложенных импульсов при моделировании гидроимпульсного воздействия на ПЗП нагнетательной скважины. В качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия применялась модель пластовой воды. В процессе эксперимента контролировалась стабилизация давления фильтрации флюида.

Целью эксперимента являлось установление зависимости изменения фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы от количества приложенных к образцу импульсов воздействия.

В предварительно подготовленном образце №1 создавалось намеренное «ухудшение» фильтрационных характеристик, путем фильтрации через него 0,3 поровых объемов модели пластовой нефти. Далее производилось вытеснение моделью пластовой воды модели нефти из образца с расходом $0,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ до стабильности давления вытеснения. Направление фильтрации при этом «обратное», т.е. соответствовало притоку флюида из скважины в пласт. Градиент давления фильтрации флюида до намеренного ухудшения характеристик – $3,48 \text{ МПа/м}$, после – $4,92 \text{ МПа/м}$.

Моделирование гидроимпульсного воздействия на ПЗП производилось путем нагнетания давления в линии подачи при закрытом электромагнитном клапане и отсутствии фильтрации через образец. При достижении давления в 1 МПа происходило кратковременное ($0,5 \text{ сек}$) открытие клапана, импульс воздействовал на образец, и открывался второй электромагнитный клапан для разряжения избыточного давления, образовавшегося в образце породы. Оба клапана устанавливались на линиях «прямого» направления фильтрации, т.е. со стороны входа фильтрующегося через образец породы флюида, что соответствовало воздействию на ПЗП из скважины.

Моделировалось пять импульсов воздействия на образец породы, после чего возобновлялась фильтрация модели пластовой воды и регистрировалось стабилизовавшееся давление фильтрации. После определения необходимых параметров фильтрация останавливалась, моделировалось еще 10 импульсов гидроимпульсного воздействия на ПЗП, после чего вновь возобновлялась фильтрация модели пластовой воды и регистрировалось стабилизовавшееся давление фильтрации. Контроль стабилизации давления фильтрации производился по достижении общего количества импульсов воздействия на образец 5, 15, 30 и 50 импульсов.

Градиент давления фильтрации флюида до намеренного «ухудшения» характеристик – $3,48 \text{ МПа/м}$, после – $4,92 \text{ МПа/м}$. На рисунке 3.16 и в таблице 3.16 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №4 на образце керна №1.

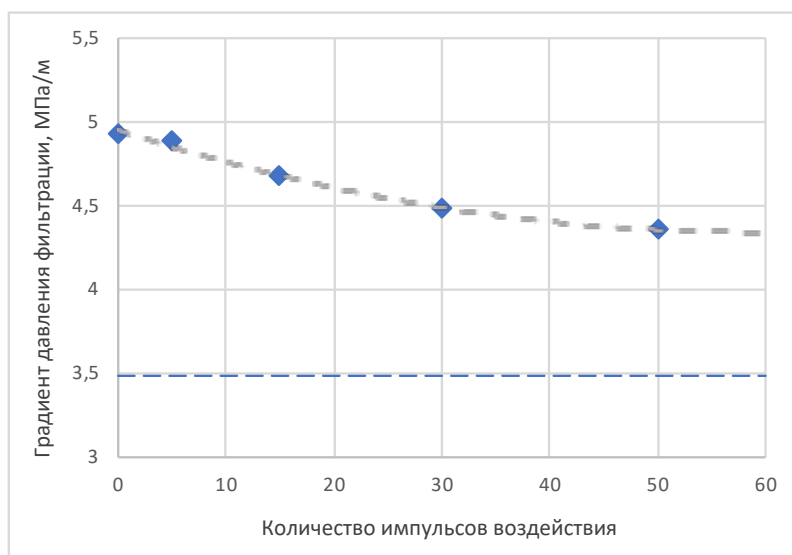


Рисунок 3.16 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №1

Градиент давления фильтрации модели пластовой воды после 50 импульсов воздействия на образец породы №1 составил 4,36 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления до воздействия – 1,41, после воздействия – 1,25. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,13 раза, с 2,51 до 2,83 мД/мПа*с. Восстановление фильтрационных характеристик относительно намеренного их «ухудшения» – 39%.

Таблица 3.16–Результаты фильтрационного эксперимента №4(образец породы №1)

Параметр	Единица измерения	Исходные показатели	После намеренного «ухудшения» характеристик	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	3,48	4,92	4,36
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	3,55	2,51	2,83
Фактор остаточного сопротивления	ед.	-	1,41	1,25
Восстановление фильтрационных характеристик	%	-	-	39

Ход проведения эксперимента на образце №2 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образце №1.

Градиент давления фильтрации флюида до намеренного «ухудшения» характеристик – 1,47 МПа/м, после – 2,12 МПа/м. На рисунке 3.17 и в таблице 3.17 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №4 на образце керна №2.

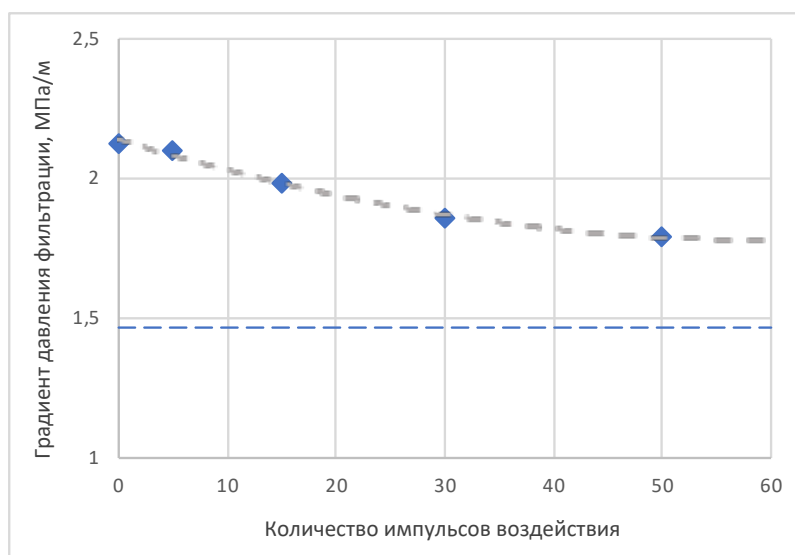


Рисунок 3.17 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №2

Градиент давления фильтрации модели пластовой воды после 50 импульсов воздействия на образец породы №2 составил 1,79 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления до воздействия – 1,44, после воздействия – 1,22. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,18 раза, с 5,75 до 6,81 мД/мПа*с. Восстановление фильтрационных характеристик относительно намеренного их «ухудшения» – 51%.

Таблица 3.17–Результаты фильтрационного эксперимента №4(образец породы №2)

Параметр	Единица измерения	Исходные показатели	После намеренного «ухудшения» характеристик	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	1,47	2,12	1,79
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	8,28	5,75	6,81

Продолжение таблицы 3.17

Фактор остаточного сопротивления	ед.	-	1,44	1,22
Восстановление фильтрационных характеристик	%	-	-	51

Ход проведения эксперимента на образце №3 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образцах №1 и №2.

Градиент давления фильтрации флюида до намеренного «ухудшения» характеристик – 2,04 МПа/м, после – 2,86 МПа/м. На рисунке 3.18 и в таблице 3.18 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №4 на образце керна №3.

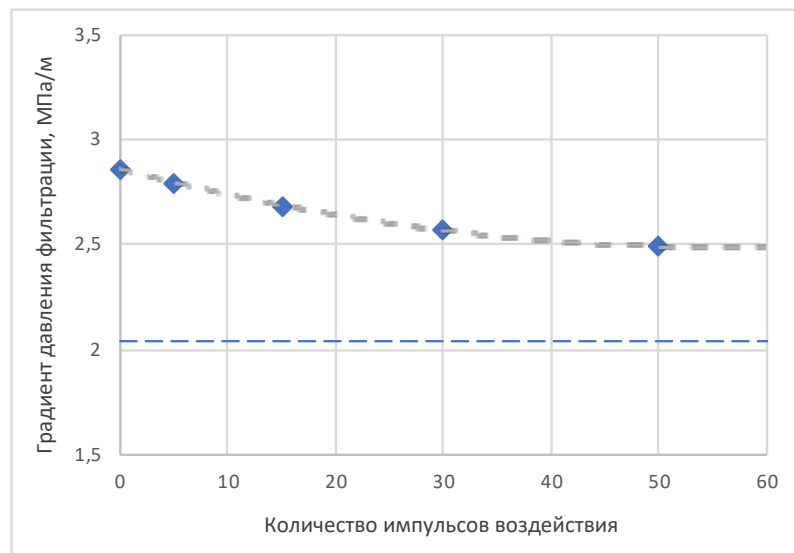


Рисунок 3.18 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №3

Градиент давления фильтрации модели пластовой воды после 50 импульсов воздействия на образец породы №3 составил 2,49 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления до воздействия – 1,4, после воздействия – 1,22. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,15 раза, с 4,28 до 4,93 мД/мПа*с. Восстановление фильтрационных характеристик относительно намеренного их «ухудшения» – 45%.

Таблица 3.18–Результаты фильтрационного эксперимента №4(образец породы №3)

Параметр	Единица измерения	Исходные показатели	После намеренного «ухудшения» характеристик	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	2,04	2,86	2,49
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	6,01	4,28	4,93
Фактор остаточного сопротивления	ед.	-	1,4	1,22
Восстановление фильтрационных характеристик	%	-	-	45

Ход проведения эксперимента на образце №4 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образцах № 1, 2, 3.

Градиент давления фильтрации флюида до намеренного «ухудшения» характеристик – 1,96 МПа/м, после – 2,92 МПа/м. На рисунке 3.19 и в таблице 3.19 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №4 на образце керна №4.

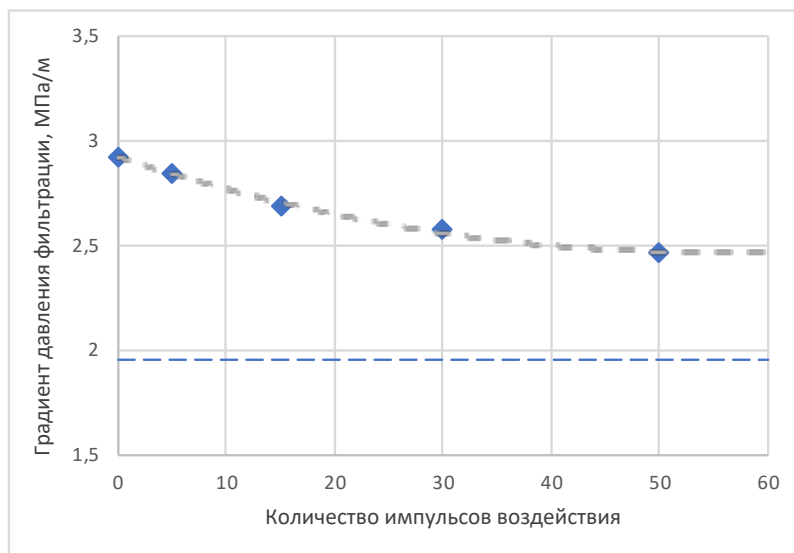


Рисунок 3.19 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №4

Градиент давления фильтрации модели пластовой воды после 50 импульсов воздействия на образец породы №4 составил 2,47 МПа/м. Фактор остаточного

сопротивления до воздействия – 1,49, после воздействия – 1,26. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,18 раза, с 4,17 до 4,92 мД/мПа*с. Восстановление фильтрационных характеристик относительно намеренного их «ухудшения» – 47%.

Таблица 3.19–Результаты фильтрационного эксперимента №4(образец породы №4)

Параметр	Единица измерения	Исходные показатели	После намеренного «ухудшения» характеристик	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	1,96	2,92	2,47
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	6,22	4,17	4,92
Фактор остаточного сопротивления	ед.	-	1,49	1,26
Восстановление фильтрационных характеристик	%	-	-	47

В ходе эксперимента №4 на четырех испытанных образцах установлены зависимости изменения фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы от количества приложенных к образцу импульсов при моделировании гидроимпульсного воздействия на ПЗП нагнетательной скважины. Восстановление фильтрационных характеристик после 50 приложенных к образцу импульсов воздействия составило 39-51%, подвижность модели пластовой воды возросла в 1,13-1,18 раза.

Результаты фильтрационного эксперимента №5

В ходе проведения эксперимента №5 исследовалось изменение фильтрационных характеристик образца флюидонасыщенной породы от количества приложенных импульсов с учетом изменения свойств жидкости воздействия при моделировании гидроимпульсного воздействия на ПЗП нагнетательной скважины. В качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия применялся раствор модели пластовой воды и НПАВ, с концентрацией

ОП-10 в растворе 0,5 % мас. В процессе эксперимента контролировалась стабилизация давления фильтрации флюида.

Целью эксперимента являлось установление зависимости изменения фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы от количества приложенных к образцу импульсов воздействия с учетом изменения свойств жидкости воздействия.

Методы и методика проведения фильтрационного эксперимента №5 идентичны эксперименту №4 с одним изменением: в качестве рабочей жидкости импульсного воздействия применялся раствор модели пластовой воды и 0,5 % мас. НПАВ ОП-10 вместо чистой модели пластовой воды. Градиент давления фильтрации флюида до намеренного «ухудшения» характеристик – 3,48 МПа/м, после – 4,92 МПа/м. На рисунке 3.20 и в таблице 3.20 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №5 на образце керна №1.

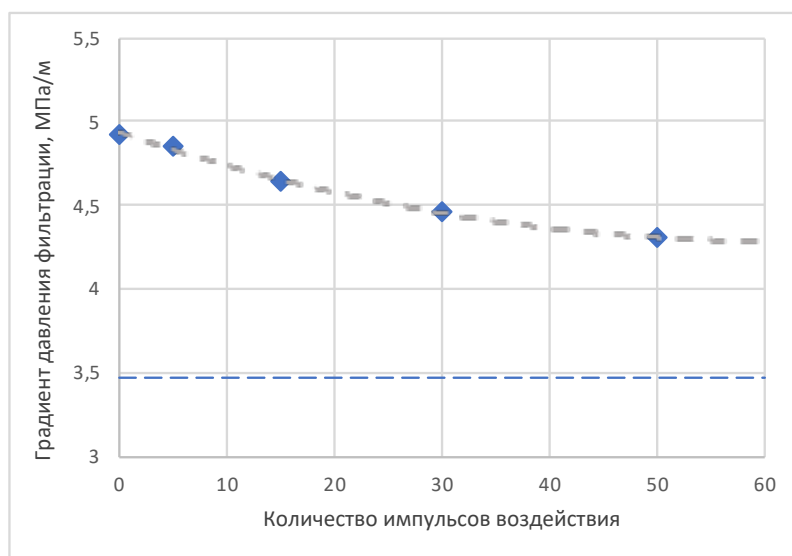


Рисунок 3.20 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №1

Градиент давления фильтрации модели пластовой воды после 50 импульсов воздействия на образец породы №1 составил 4,31 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления до воздействия – 1,41, после воздействия – 1,24. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,14 раза, с 2,51 до 2,86 мД/мПа*с. Восстановление фильтрационных характеристик относительно намеренного их «ухудшения» – 42%.

Таблица 3.20–Результаты фильтрационного эксперимента №5(образец породы №1)

Параметр	Единица измерения	Исходные показатели	После намеренного «ухудшения» характеристик	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	3,48	4,92	4,31
Подвижность модели пластовой воды	мД/МПа*с	3,55	2,51	2,86
Фактор остаточного сопротивления	ед.	-	1,41	1,24
Восстановление фильтрационных характеристик	%	-	-	42

Ход проведения эксперимента на образце №2 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образце №1.

Градиент давления фильтрации флюида до намеренного «ухудшения» характеристик – 1,47 МПа/м, после – 2,12 МПа/м. На рисунке 3.21 и в таблице 3.21 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №5 на образце керна №2.

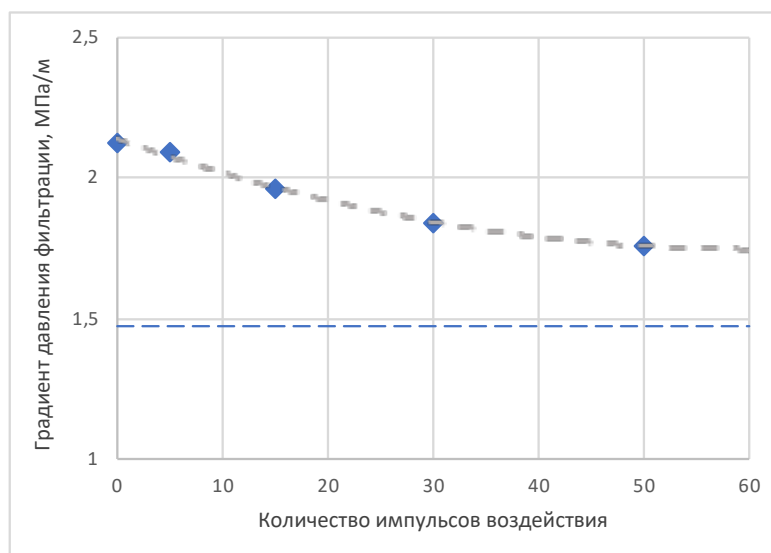


Рисунок 3.21 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №2

Градиент давления фильтрации модели пластовой воды после 50 импульсов воздействия на образец породы №2 составил 1,76 МПа/м. Фактор остаточного

сопротивления до воздействия – 1,44, после воздействия – 1,2. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,2 раза, с 5,75 до 6,91 мД/мПа*с. Восстановление фильтрационных характеристик относительно намеренного их «ухудшения» – 55%.

Таблица 3.21–Результаты фильтрационного эксперимента №5(образец породы №2)

Параметр	Единица измерения	Исходные показатели	После намеренного «ухудшения» характеристик	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	1,47	2,12	1,76
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	8,28	5,75	6,91
Фактор остаточного сопротивления	ед.	-	1,44	1,2
Восстановление фильтрационных характеристик	%	-	-	55

Ход проведения эксперимента на образце №3 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образцах №1 и №2.

Градиент давления фильтрации флюида до намеренного «ухудшения» характеристик – 2,04 МПа/м, после – 2,86 МПа/м. На рисунке 3.22 и в таблице 3.22 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №5 на образце керна №3.

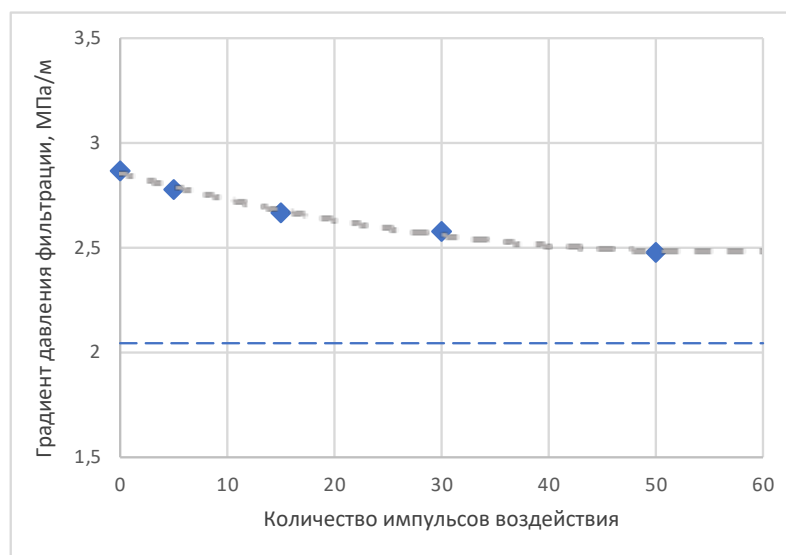


Рисунок 3.22 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №3

Градиент давления фильтрации модели пластовой воды после 50 импульсов воздействия на образец породы №3 составил 2,48 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления до воздействия – 1,4, после воздействия – 1,22. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,16 раза, с 4,28 до 4,95 мД/мПа*с. Восстановление фильтрационных характеристик относительно намеренного их «ухудшения» – 46%.

Таблица 3.22–Результаты фильтрационного эксперимента №5(образец породы №3)

Параметр	Единица измерения	Исходные показатели	После намеренного «ухудшения» характеристик	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	2,04	2,86	2,48
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	6,01	4,28	4,95
Фактор остаточного сопротивления	ед.	-	1,4	1,22
Восстановление фильтрационных характеристик	%	-	-	46

Ход проведения эксперимента на образце №4 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образцах № 1, 2, 3.

Градиент давления фильтрации флюида до намеренного «ухудшения» характеристик – 1,96 МПа/м, после – 2,92 МПа/м. На рисунке 3.23 и в таблице 3.23 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №5 на образце керна №4.

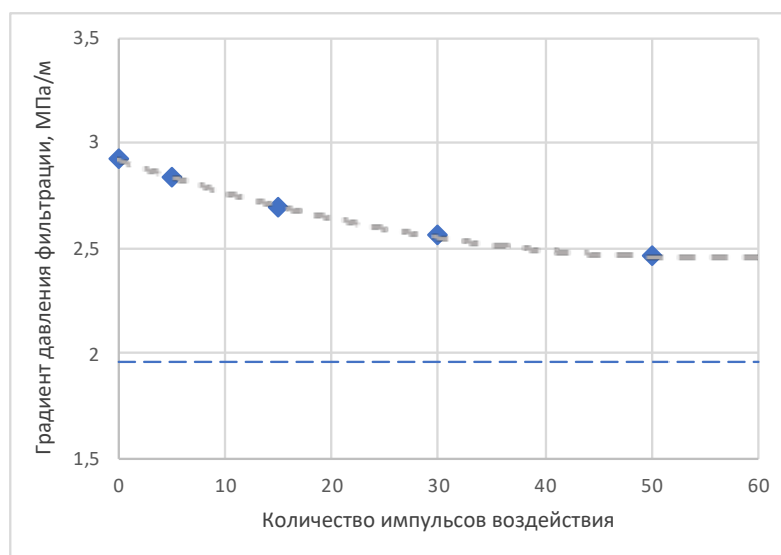


Рисунок 3.23 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №4

Градиент давления фильтрации модели пластовой воды после 50 импульсов воздействия на образец породы №4 составил 2,46 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления до воздействия – 1,49, после воздействия – 1,26. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,19 раза, с 4,17 до 4,94 мД/мПа*с. Восстановление фильтрационных характеристик относительно намеренного их «ухудшения» – 48%.

Таблица 3.23–Результаты фильтрационного эксперимента №5(образец породы №4)

Параметр	Единица измерения	Исходные показатели	После намеренного «ухудшения» характеристик	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	1,96	2,92	2,46
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	6,22	4,17	4,94

Продолжение таблицы 3.23

Фактор остаточного сопротивления	ед.	-	1,49	1,26
Восстановление фильтрационных характеристик	%	-	-	48

В ходе эксперимента №5 на четырех испытанных образцах установлены зависимости изменения фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы от количества приложенных к образцу импульсов при моделировании гидроимпульсного воздействия на ПЗП нагнетательной скважины с учетом изменения свойств жидкости импульсного воздействия. Восстановление фильтрационных характеристик после 50 приложенных к образцу импульсов давления составило 42-55%, подвижность модели пластовой воды возросла в 1,14-1,2 раза.

Результаты фильтрационного эксперимента №6

В ходе проведения эксперимента №6 исследовалось изменение фильтрационных характеристик образца флюидонасыщенной породы от количества приложенных импульсов воздействия с учетом предварительной обработки образца водным раствором НПАВ с концентрацией ОП-10 в растворе 0,5 % мас., при моделировании комплексного воздействия на ПЗП нагнетательной скважины. В качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия применялась модель пластовой воды. В процессе эксперимента контролировалась стабилизация давления фильтрации флюида.

Целью эксперимента являлось установление зависимости изменения фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы от количества приложенных к образцу импульсов воздействия с учетом предварительной обработки образца раствором НПАВ и выдержкой с различными интервалами времени реагирования раствора во флюидонасыщенном образце керна.

В предварительно подготовленном образце №1 создавалось намеренное «ухудшение» фильтрационных характеристик, путем фильтрации через него 0,3

поровых объемов модели пластовой нефти. Далее производилось вытеснение модели пластовой нефти из образца моделью пластовой воды с расходом $0,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ до стабилизации давления вытеснения. Фильтрация выполнялась в «прямом» направлении, т.е. соответствовала притоку флюида из скважины в пласт. Градиент давления фильтрации флюида до намеренного «ухудшения» характеристик – $3,48 \text{ МПа/м}$, после – $4,92 \text{ МПа/м}$.

Методом «прямой» фильтрации через образец прокачивался один поровый объем раствора модели пластовой воды и НПАВ. Образец выдерживался в статическом состоянии в течении 1 ч. Далее по методике фильтрационного эксперимента №4 моделировалось гидроимпульсное воздействие на ПЗП с количеством импульсов воздействия от 5 до 50 и контролем стабилизации давления фильтрации флюида. Затем образец экстрагировался, вновь насыщался моделью пластовой воды и подготавливался к следующей стадии эксперимента, с предварительной обработкой раствором модели пластовой воды и 0,5 % масс. НПАВ ОП-10 и выдержкой 2, 4 и 8 ч.

Градиент давления фильтрации флюида до намеренного «ухудшения» характеристик – $3,48 \text{ МПа/м}$, после – $4,92 \text{ МПа/м}$. На рисунке 3.24 и в таблице 3.24 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №6 на образце керна №1.

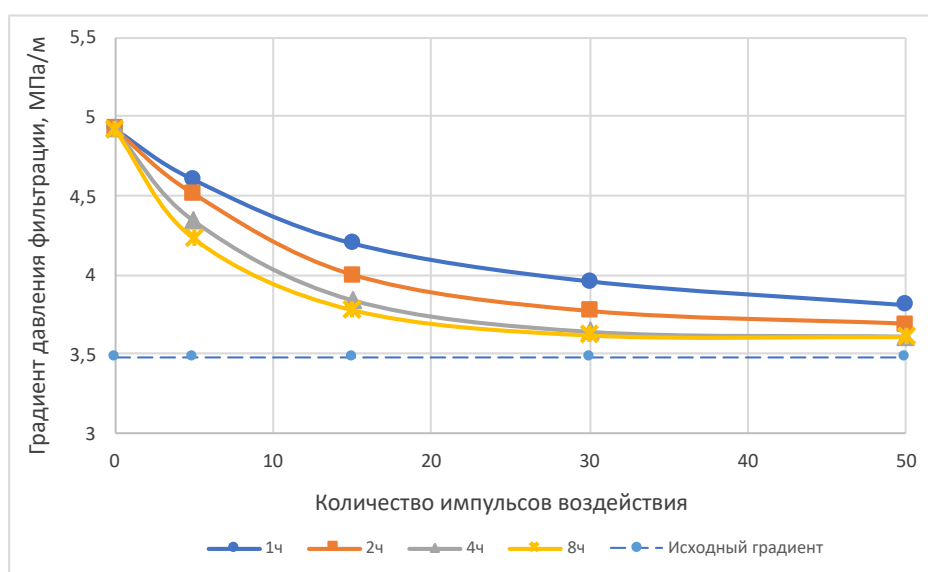


Рисунок 3.24 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №1

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия и 8 ч реагирования раствора НПАВ в образце породы №1 составил 3,61 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления до воздействия – 1,41, после воздействия – 1,04. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,36 раза, с 2,51 до 3,42 мД/мПа*с. Восстановление фильтрационных характеристик относительно намеренного их «ухудшения» – 91%.

Таблица 3.24–Результаты фильтрационного эксперимента №6(образец породы №1)

Параметр	Единица измерения	Исходные показатели	После намеренного «ухудшения» характеристик	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	3,48	4,92	3,61
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	3,55	2,51	3,42
Фактор остаточного сопротивления	ед.	-	1,41	1,04
Восстановление фильтрационных характеристик	%	-	-	91

Ход проведения эксперимента на образце №2 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образце №1.

Градиент давления фильтрации флюида до намеренного «ухудшения» характеристик – 1,47 МПа/м, после – 2,12 МПа/м. На рисунке 3.25 и в таблице 3.25 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №6 на образце керна №2.

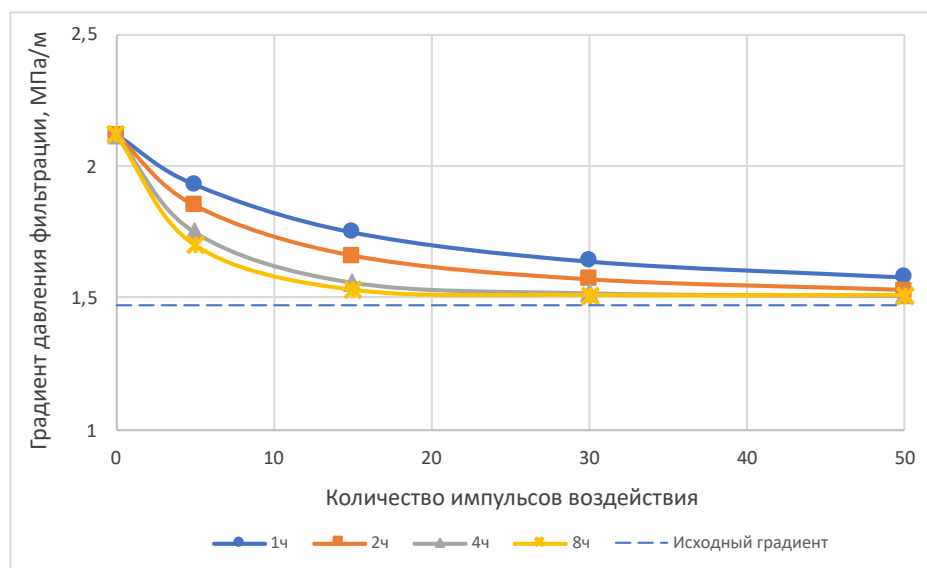


Рисунок 3.25 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №2

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия и 8 ч реагирования раствора НПАВ в образце породы №2 составил 1,91 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления до воздействия – 1,44, после воздействия – 1,03. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,4 раза, с 5,75 до 8,06 мД/мПа*с. Восстановление фильтрационных характеристик относительно намеренного их «ухудшения» – 94%.

Таблица 3.25–Результаты фильтрационного эксперимента №6(образец породы №2)

Параметр	Единица измерения	Исходные показатели	После намеренного «ухудшения» характеристик	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	1,47	2,12	1,51
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	8,28	5,75	8,06
Фактор остаточного сопротивления	ед.	-	1,44	1,03
Восстановление фильтрационных характеристик	%	-	-	94

Ход проведения эксперимента на образце №3 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образцах №1 и №2.

Градиент давления фильтрации флюида до намеренного «ухудшения» характеристик – 2,04 МПа/м, после – 2,86 МПа/м. На рисунке 3.26 и в таблице 3.26 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №6 на образце керна №3.

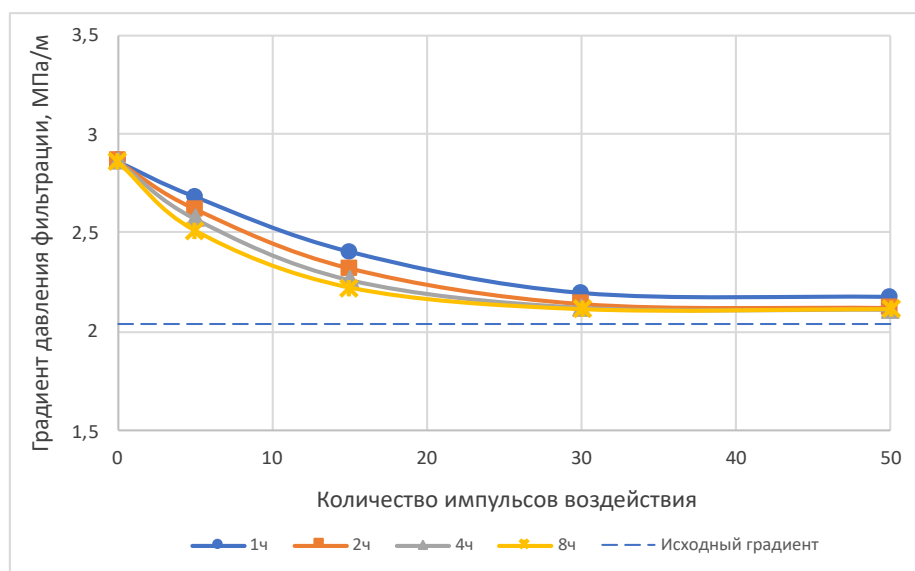


Рисунок 3.26 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №3

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия и 8 ч реагирования раствора НПАВ в образце породы №3 составил 2,11 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления до воздействия – 1,4, после воздействия – 1,03. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,36 раза, с 4,28 до 5,81 мД/мПа*с. Восстановление фильтрационных характеристик относительно намеренного их «ухудшения» – 91%.

Таблица 3.26–Результаты фильтрационного эксперимента №6(образец породы №3)

Параметр	Единица измерения	Исходные показатели	После намеренного «ухудшения» характеристик	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	2,04	2,86	2,11
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	6,01	4,28	5,81

Продолжение таблицы 3.26

Фактор остаточного сопротивления	ед.	-	1,4	1,03
Восстановление фильтрационных характеристик	%	-	-	91

Ход проведения эксперимента на образце №4 полностью повторял исследования, проведенные ранее на образцах № 1, 2, 3.

Градиент давления фильтрации флюида до намеренного «ухудшения» характеристик – 1,96 МПа/м, после – 2,92 МПа/м. На рисунке 3.27 и в таблице 3.27 представлены основные результаты фильтрационного эксперимента №6 на образце керна №4.

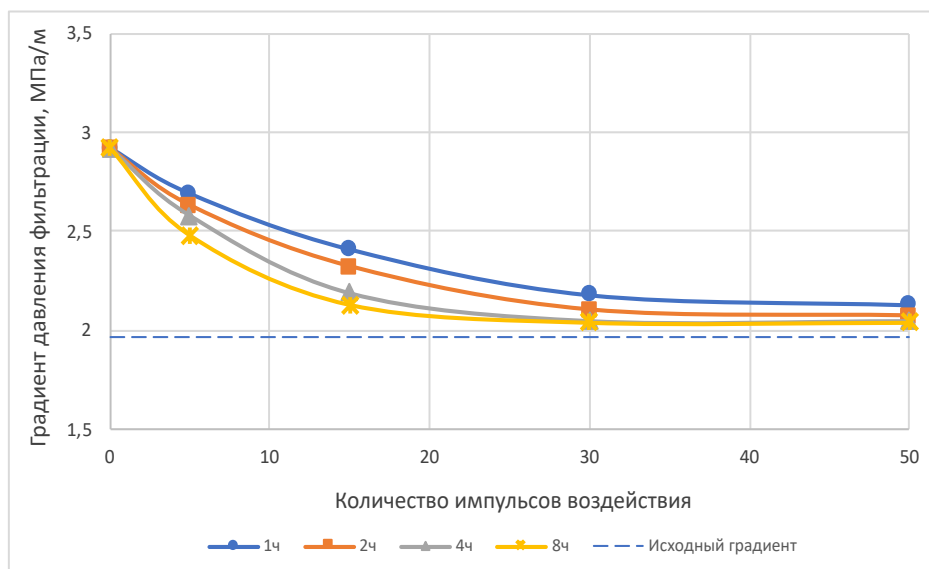


Рисунок 3.27 – Зависимость градиента давления фильтрации от количества импульсов воздействия при эксперименте на образце №4

Градиент давления фильтрации вытесняющего флюида после 50 импульсов воздействия и 8 ч реагирования раствора НПАВ в образце породы №4 составил 2,04 МПа/м. Фактор остаточного сопротивления до воздействия – 1,49, после воздействия – 1,04. Подвижность вытесняющего флюида возросла в 1,43 раза, с 4,17 до 5,96 мД/мПа*с. Восстановление фильтрационных характеристик относительно намеренного их «ухудшения» – 92%.

Таблица 3.27–Результаты фильтрационного эксперимента №6(образец породы №4)

Параметр	Единица измерения	Исходные показатели	После намеренного «ухудшения» характеристик	После импульсного воздействия
Градиент давления фильтрации модели пластовой воды	МПа/м	1,96	2,92	2,04
Подвижность модели пластовой воды	мД/мПа*с	6,22	4,17	5,96
Фактор остаточного сопротивления	ед.	-	1,49	1,04
Восстановление фильтрационных характеристик	%	-	-	92

В ходе эксперимента №6 на четырех испытанных образцах установлены зависимости изменения фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы от количества приложенных к образцу импульсов с учетом предварительной обработки образца раствором НПАВ при моделировании комплексного воздействия на ПЗП нагнетательной скважины. Восстановление фильтрационных характеристик после 8 ч реагирования раствора 0,5 % мас. НПАВ ОП-10 и 50 приложенных к образцу импульсов воздействия составило 91-94%, подвижность модели пластовой воды возросла в 1,36-1,43 раза.

Анализ результатов фильтрационного эксперимента при моделировании комплексного воздействия на ПЗП нагнетательной скважины.

В результате фильтрационных экспериментов №4-6 на четырех испытанных образцах установлены и проанализированы зависимости изменения фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы от количества приложенных к образцу импульсов при моделировании комплексного воздействия гидроимпульсной технологией и раствором неионогенного ПАВ на призабойную зону пласта нагнетательных скважин, реализованному на фильтрационной установке измерения относительной фазовой проницаемости коллектора RPS-812.

На рисунке 3.28 и в таблице 3.28 представлены обобщенные результаты проведенных фильтрационных экспериментов.

Таблица 3.28 – Результаты фильтрационных экспериментов № 4-6 на образцах флюидонасыщенной породы

№ экспери-мента	Параметр	Единица измерения	1 образец	2 образец	3 образец	4 образец	Среднее значение
4	Изменение подвижности воды	ед.	1,13	1,18	1,15	1,18	1,16
	Фактор остаточного сопротивления	ед.	1,41	1,44	1,4	1,49	1,44*
			1,25	1,22	1,22	1,26	1,24**
	Восстановление фильтрационных характеристик	%	39	51	45	47	45,5
5	Изменение подвижности воды	ед.	1,14	1,2	1,16	1,19	1,17
	Фактор остаточного сопротивления	ед.	1,41	1,44	1,4	1,49	1,44*
			1,24	1,2	1,22	1,26	1,23**
	Восстановление фильтрационных характеристик	%	42	55	46	48	47,75
6*	Изменение подвижности воды	ед.	1,36	1,4	1,36	1,43	1,39
	Фактор остаточного сопротивления	ед.	1,41	1,44	1,4	1,49	1,44**
			1,04	1,03	1,03	1,04	1,04***
	Восстановление фильтрационных характеристик	%	91	94	91	92	92

* - результаты эксперимента с предварительной выдержкой в течении 8 часов.

** - значения ФОС после намеренного ухудшения фильтрационных характеристик образца;

*** - значения ФОС после моделирования воздействия.

В результате фильтрационного эксперимент №4 на флюидонасыщенных образцах удалось добиться роста подвижности вытесняющего флюида в 1,16 раза, снижение фактора остаточного сопротивления на с 1,44 до 1,24 и восстановления фильтрационных характеристик образца на 45,5%.

В результате фильтрационного эксперимент №5 на флюидонасыщенных образцах удалось добиться роста подвижности вытесняющего флюида в 1,17 раза, снижение фактора остаточного сопротивления на с 1,44 до 1,23 и восстановления фильтрационных характеристик образца на 47,75%.

В результате фильтрационного эксперимент №6 на флюидонасыщенных образцах удалось добиться роста подвижности вытесняющего флюида в 1,39 раза, снижение фактора остаточного сопротивления на с 1,44 до 1,04 и восстановления фильтрационных характеристик образца на 92%.

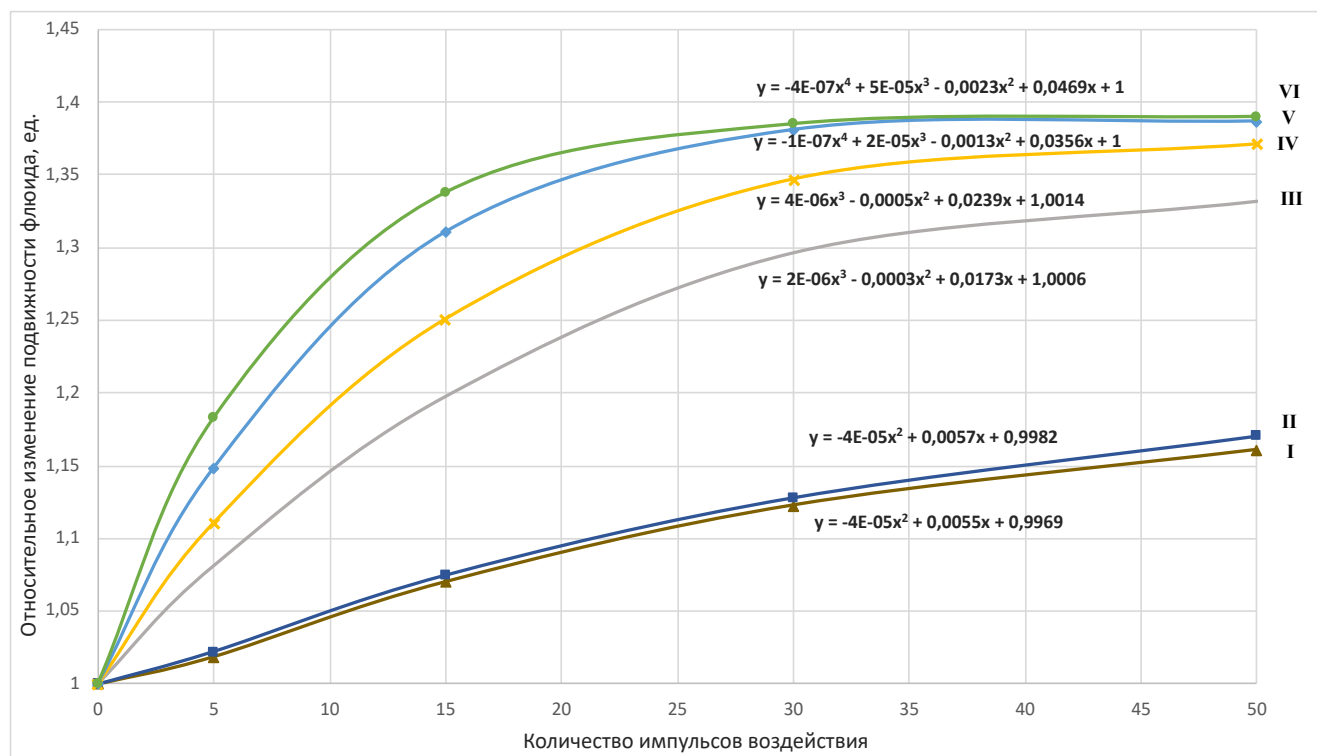


Рисунок 3.28 – Относительное изменение подвижности флюида при моделировании воздействия на ПЗП нагнетательных скважин

На рисунке 3.28 представлены экспериментально установленные зависимости относительного изменения подвижности вытесняющего флюида от количества приложенных к флюидонасыщенному образцу импульсов при моделировании комплексного воздействия гидроимпульсной технологией и

раствором неионогенного ПАВ. Зависимость I соответствует фильтрационному эксперименту №1 и показывает изменение фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы при применении в качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия модели пластовой воды. II зависимость соответствует фильтрационному эксперименту №2 и показывает изменение фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы при применении в качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия раствора модели пластовой воды и 0,5 % мас. НПАВ ОП-10. Зависимости III-VI соответствуют фильтрационному эксперименту №3 и показывают изменение фильтрационных свойств флюидонасыщенной породы с учетом предварительной обработки образца раствором модели пластовой воды и 0,5 % мас. НПАВ ОП-10 и различными интервалами времени реагирования раствора в образце при применении в качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия модели пластовой воды:

- зависимость III – время предварительной выдержки образца – 1 ч;
- зависимость IV – время предварительной выдержки образца – 2 ч;
- зависимость V – время предварительной выдержки образца – 4 ч;
- зависимость VI – время предварительной выдержки образца – 8 ч.

Результаты исследований показали, что во всех опытах происходит рост подвижности вытесняющего флюида и снижение фактора остаточного сопротивления, что свидетельствует о перераспределении фильтрационных потоков во флюидонасыщенных образцах. Кроме того, предварительная обработка образца раствором НПАВ позволила качественно повлиять на эти показатели, и в том числе сократить количество импульсов воздействия для достижения наилучших показателей фильтрации.

Проведенные фильтрационные исследования позволяют однозначно судить об улучшении фильтрационных характеристик флюидонасыщенного образца керна при моделировании комплексной технологии гидроимпульсного воздействия с применением неионогенных ПАВ на ПЗП нагнетательной скважины.

3.4 Выводы к главе 3

1. В ходе исследований по определению пористости и абсолютной проницаемости установлено, что в подготовленных образцах породы присутствуют заметные микронеоднородности, вызванные вероятнее всего наличием микротрещинноватости породы продуктивного пласта. Лабораторные исследования изменения пористости и абсолютной проницаемости коллектора от изменения давления обжима образца показали, что при изменении давления обжима в пределах от 10 до 20 МПа во всех испытываемых образцах при практически постоянной пористости происходит плавное уменьшение проницаемости образца по газу. Абсолютная проницаемость по азоту в представленных образцах на исследуемых изменениях давления обжима уменьшается на величину от 4,4 до 11,7% в зависимости от образца, при этом среднее уменьшение составляет 7,2 % от первоначальной величины.

2. Применение технологии гидроимпульсного воздействия предполагает знакопеременное, практически мгновенное скачкообразное изменение давления на забое скважины и в призабойной зоне пласта. Основываясь на проведенных экспериментальных исследованиях можно сделать вывод, что циклическое знакопеременное воздействие на ПЗП с повышением и понижением эффективного давления аналогичным образом действует на коэффициент проницаемости породы, а значит и на коэффициент подвижности флюида в пластовых условиях. Если говорить о высокообводненном фонде скважин, где в пласте присутствует значительное количество «защемленной» в порах остаточной нефтяной фазы, гидроимпульсное воздействие поспособствует повышению подвижности этой «защемленной» фазы.

3. Проведенные теоретические изыскания установили ряд условий и ограничений, предъявляемых к подбору ПАВ для применения в комплексной технологии воздействия на ПЗП добывающих и нагнетательных скважин. Наиболее полно им соответствуют неионогенные ПАВ, в частности реагента ОП-10. Лабораторные исследования влияния выбранного ПАВ на межфазное натяжение на границе «дистиллированная вода – керосин» показали, что при

массовой концентрации в диапазоне 0,1-0,5 % НПАВ в водном растворе наблюдается практически десятикратное снижение межфазного натяжения. При 0,5 %-ной концентрации реагента ОП-10 (ККМ) в водном растворе значение межфазного натяжения равно 3,7 мН/м и с увеличением концентрации практически не изменяется.

4. Фильтрационные эксперименты продемонстрировали положительные результаты применения технологии гидроимпульсного воздействия на ПЗП добывающих и нагнетательных скважин. При моделировании воздействия на ПЗП добывающей скважины в количестве 50 импульсов на образцах естественного керна терригенного коллектора Волго-Уральской нефтегазоносной провинции наблюдается увеличение подвижности вытесняющего флюида в 1,36 раза, снижение фактора остаточного сопротивления на 26 % и прироста коэффициента вытеснения модели пластовой нефти на 1,25 %. При моделировании воздействия на ПЗП нагнетательной скважины в тех же условиях наблюдается рост подвижности модели пластовой воды в 1,16 раза, снижение фактора остаточного сопротивления с 1,44 до 1,24 раза при восстановлении фильтрационных характеристик образца на 45,5 % относительно первоначальных значений. Установлено, что применение в качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия раствора модели пластовой воды и НПАВ, с концентрацией ОП-10 в растворе 0,5 % мас., не приносит ожидаемого эффекта. Разница полученных результатов относительно исследований, в которых в качестве рабочей жидкости гидроимпульсного воздействия применялась только модель пластовой воды, незначительна и находится в пределах погрешности измерений.

5. В тоже время предварительная обработка образца раствором модели пластовой воды и НПАВ, с концентрацией ОП-10 в растворе 0,5 % мас., значительно улучшила результат лабораторного моделирования комбинированного воздействия на образец породы. Синергетический эффект комплексного воздействия гидроимпульсной технологией и раствором НПАВ позволил достигнуть увеличения подвижности вытесняющего флюида в 1,65 раза, снижения фактора остаточного сопротивления на 39 %, прироста коэффициента

вытеснения модели пластовой нефти на 3,5 % при моделировании воздействия на ПЗП добывающей скважины, и роста подвижности модели пластовой воды в 1,39 раза, снижение фактора остаточного сопротивления с 1,44 до 1,04 раза, восстановления фильтрационных характеристик образца до 94 % относительно первоначальных значений при моделировании воздействия на ПЗП нагнетательной скважины. Стоит так же отметить, что комплексное воздействие гидроимпульсной технологией и раствором НПАВ на ПЗП скважины позволяет сократить количество импульсов воздействия, прикладываемых к образцу породы, с 50 до 30-35 и при этом получить качественный рост фильтрационных показателей образца керна материала.

ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ И ОПЫТНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ОЦЕНКА КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ПЗП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРЕЩИННО-ПОРОВЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

4.1 Усовершенствование технологической схемы гидроимпульсного воздействия на ПЗП

Как уже было рассмотрено в 1 главе настоящей работы, на продуктивность скважин существенное влияние оказывает гидропроводность призабойной зоны пласта. «Качественным вскрытием продуктивного пласта, характеризующимся хорошей гидропроводностью и высокой прочностью крепления, определяется производительная работа добывающих и нагнетательных скважин в течение длительного периода их эксплуатации, и, в конечном итоге, от этого в немалой степени зависят эффективность и технико-экономические показатели разработки всего месторождения» [108].

В тоже время, как показали многочисленные исследования [63, 64, 71, 72, 112, 113, 119, 124], ухудшение фильтрационных характеристик ПЗП происходит не только во время первичного вскрытия продуктивного пласта, но и в течение времени всей эксплуатации скважины. Нередки случаи кольматации стенок поровых каналов различного рода отложениями, вплоть до полного перекрытия сечения фильтрационных каналов продуктивного пласта-коллектора. «Известно, что если пористая среда насыщена двумя несмешивающимися жидкостями и достигнута некоторая предельная остаточная насыщенность среды по одной из них, то фазовая проницаемость для последней обращается в ноль. Это означает, что остаточная жидкость разбивается в поровых каналах на отдельные, не связанные друг с другом капли и скопления, которые изолированы и окружены со всех сторон жидкостью противоположной фазы и неподвижны при ее фильтрации в равновесных условиях. И это при том, что объемное содержание остаточной жидкости в порах может быть довольно высоким». [36]

«Данное явление во многом определяет остаточную нефтенасыщенность обводненных пластов и является причиной снижения приемистости

нагнетательных скважин из-за «защемления» в порах коллектора нефтяной фазы, а также снижения продуктивности добывающих скважин (часто вплоть до нуля) при попадании в нефтенасыщенный коллектор воды» [36].

В работах [63, 64] высказывается предположение, что «вибрационное встряхивание может на короткое время восстанавливать связность и фильтрационное течение остаточной фазы» [36]. Имеются экспериментальные данные [124], свидетельствующие о «возможности продвижения изолированных включений нефти в природных материалах в условиях повышенной скорости фильтрации при сильном гидродинамическом напоре. Авторы этих исследований объясняют этот эффект, отталкиваясь от развитых в теории перколяции соображений о распределении изолированных включений по размерам, и полагают, что с увеличением гидродинамического напора некоторая часть достаточно больших включений изолированной фазы может приобрести подвижность» [36].

Известен ряд способов, описанных в разделе 1.6 настоящей работы, отличающихся своей относительной простотой и технологической эффективностью. Однако, при воздействии на ПЗП гидравлическими импульсами, технические возможности насосного агрегата не позволяют в полной мере реализовать потенциал гидроимпульсного воздействия.

Для этого был разработан и запатентован (Приложение А) [83] усовершенствованный способ гидроимпульсного воздействия на ПЗП низкопродуктивных, высокообводненных скважин. Отличительной особенностью данного способа является измененная обвязка устья скважины во время проведения ОПЗ. Вместо того, чтобы нагнетать давление для создания импульса на устье скважины при закрытом быстродействующем клапане (задвижка ЗМС с пневмоприводом), насосный агрегат прокачивает жидкость по кольцевому контуру, в результате чего импульс давления создается при закрытии клапана. Такой способ позволяет обеспечить передачу энергии жидкости, движущейся по кольцевой траектории, столбу скважинной жидкости для придания ему необходимого ускорения и применить на устье скважины гидроудар для

осуществления гидроимпульсного воздействия на ПЗП скважины (рисунок 4.1).

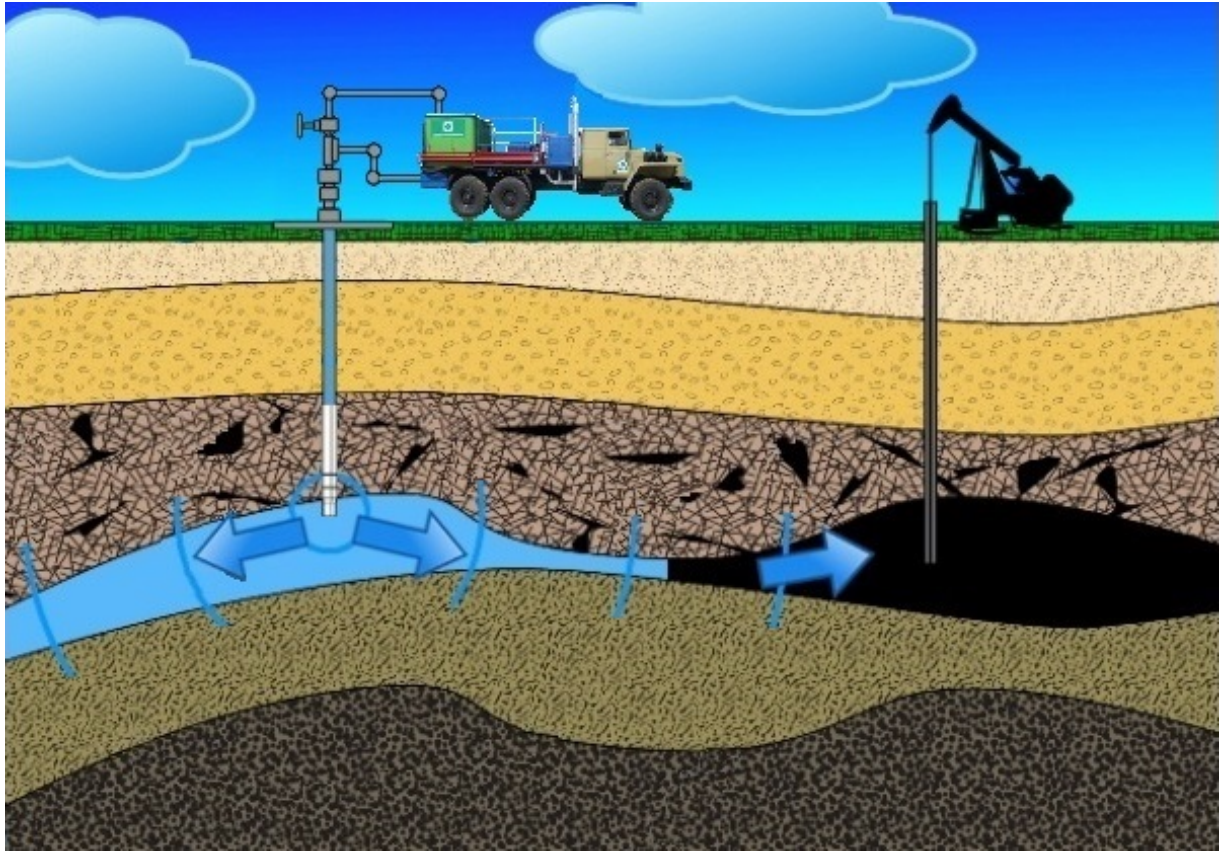


Рисунок 4.1 – Технологическая схема осуществления гидроимпульсного воздействия на ПЗП

Способ реализуется следующим образом. Выходной патрубок насосного агрегата соединяется с приемным устройством насосного агрегата через быстродействующий клапан, выходной патрубок насосного агрегата также соединяется с устьем скважины. Перед созданием гидроудара на устье скважины открывают быстродействующий клапан и включают насосный агрегат. Масса жидкости, находящаяся в насосном агрегате, быстродействующем клапане и соединительных рукавах, движется по созданному контуру с увеличивающейся скоростью. Одновременно скважина заполняется жидкостью, создавая гидростатическое равновесие столба скважинной жидкости, находящейся в НКТ. При достижении массы движущейся жидкости установленных параметров быстродействующий клапан закрывается, движение жидкости по контуру резко прерывается и жидкость направляется в скважину. Поскольку плунжеры насосного агрегата движутся с высокой скоростью и жидкость имеет высокую скорость

движения, на устье скважины создается гидроудар, распространяющийся до призабойной зоны.

При достижении зумпфа скважины волна движения жидкости создает повышенное давление на забое, что приводит к импульсному репрессивному воздействию на продуктивную толщу пласта. После открытия быстродействующего клапана в призабойной зоне возникает депрессионное воздействие. Знакопеременное импульсное воздействие на призабойную зону «способствует ее промывке, отрыву адсорбционных отложений от стенок поровых каналов и трещин» [83], а также повышению подвижности «защемленной» в порах остаточной нефтяной фазы. Все это ведет к перераспределению фильтрационных потоков в около скважинной зоне пласта и увеличению ее гидропроводности.

«Скважинная жидкость может содержать химические реагенты для более производительной обработки. Способ может быть применен совместно с другими видами обработки призабойной зоны: кислотной, тепловой, акустической и т.д.» [83].

4.2 Опытно-производственные испытания гидроимпульсного воздействия в ПАО АНК «Башнефть»

Для подтверждения эффективности описываемой технологии в июне 2016 г. на действующей нагнетательной скважине № 1157 Туймазинского месторождения, эксплуатирующей терригенный пласт бобриковского-радаевского горизонта, НГДУ «Туймазанефть» было проведено испытание усовершенствованной технологии гидроимпульсного воздействия на ПЗП (рисунок 4.2) [117].



Рисунок 4.2 – Подготовительные работы на скважине №1157 перед проведением гидроимпульсного воздействия на ПЗП

Для оценки параметров и состояния призабойной зоны до гидроимпульсного воздействия были проведены гидродинамические исследования скважины методом записи кривой падения давления силами ООО «Башнефть-Петротест». По результатам интерпретации получены следующие параметры (таблица 4.1): забойное давление – 16,96 МПа, пластовое давление – 15,25 МПа, коэффициент приемистости – $5,1 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

Гидроимпульсное воздействие производилось пластовой водой с плотностью $1,087 \text{ т/м}^3$. Температура воздуха окружающей среды во время обработки – 25°C . На устье скважины использовалось стандартное оборудование, применяемое в нефтедобыче.

При помощи агрегата АНЦ-320 нагнеталось давление в замкнутом круговом контуре. Энергия движущейся по закольцованному контуру пластовой воды передавалась на забой скважины путем кратковременного закрытия задвижки с пневмоприводом, установленной на перемычке между закольцованным контуром и устьевой арматуры скважины. Резким закрытием ЗМС 65-210 с пневмоприводом

создавались гидроимпульсы высокого давления на устье скважины с амплитудой более 14 МПа. Дистанционно, с помощью пульта управления пневмозадвижкой, была достигнута необходимая частота импульсов, позволяющая создать резонансное движение столба пластовой воды в НКТ. Общее число импульсов воздействия – 36, при давлении в контуре 14-16 МПа.

Для оценки интенсивности воздействия зафиксирована динамика изменения давления в интервале продуктивного пласта с использованием автономного, высокоскоростного манометра САМТ-600 (рисунок 4.3).

В июле 2016 г., после выхода скважины на установившийся режим, проведены гидродинамические исследования скважины методом записи кривой падения давления. По результатам интерпретации исследований получены следующие параметры (таблица 4.1): рост приемистости до 75 м³/сут (в 3 раза по отношению к предыдущим исследованиям), рост коэффициента приемистости скважины до 26,2 м³/(сут*МПа) (в 5 раз по отношению к предыдущим исследованиям) [117, 118].

Таблица 4.1 – Сводная таблица интерпретации ГДИС

Дата исследования	Вид исследования	Q _{зак} , м ³ /сут	P _{заб} , МПа	P _{плВДП} , МПа	K _{прием} , м ³ /(сут*МПа)	СКИН
08.05.2013	КПД	69	17,5	16,76	17,1	-4,5
30.06.2014	КПД	33	17,05	14,7	13,8	-5,1
25.04.2016	КПД	24	16,96	15,25	5,1	+0,29
11.07.2016	КПД	75	17,5	14,83	26,2	-5

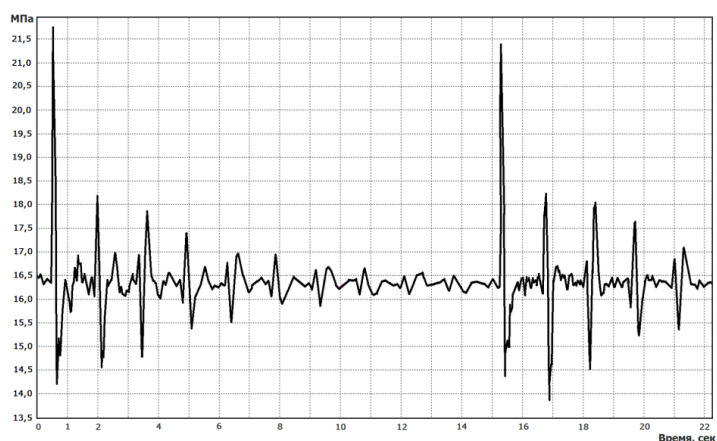


Рисунок 4.3 – Диаграмма изменения давления на забое скважины

На рисунке 4.3 представлена диаграмма изменения давления на забое скважины при периодической подаче на устье одиночного импульса. Давление изменяется в колебательном режиме, самое большое воздействие оказывает первый, наиболее мощный импульс.

Таким образом, результаты опытно-промышленных испытаний свидетельствуют об эффективности предложенной технологии гидроимпульсного воздействия на призабойную зону продуктивного пласта. Эффективность воздействия подтверждена проведением гидродинамических исследований до и после воздействия, а также прямыми замерами давления на глубине расположения продуктивного горизонта [117].

4.3 Опытно-промышленные испытания гидроимпульсного воздействия в ПАО «Татнефть»

В 2019 г. достигнуты договоренности с компанией ПАО «Татнефть» об опытно-промышленных испытаниях гидроимпульсного воздействия и обработке данным способом воздействия ПЗП 10 действующих нагнетательных скважин. Весной 2020 г. был проведен первый этап работ: проведена обработка шести нагнетательных скважин кыновского и пашийского горизонтов Ромашкинского месторождения НГДУ «Альметьевнефть».

Воздействие на ПЗП проводилось пластовой водой плотностью $1,07 \text{ т/м}^3$, температура окружающей среды во время испытаний $-2 \div +5 \text{ }^{\circ}\text{C}$. На устье скважины использовалось стандартное оборудование, применяемое в нефтедобыче, а также быстродействующая задвижка с пневмоприводом, сертифицированная для проведения работ на скважине.

Согласно предварительному акту опытно-промышленных испытаний, в результате проведения ОПЗ на нагнетательных скважинах, технология позволила увеличить приемистость до $130\text{--}400 \text{ м}^3/\text{сут}$, что значительно выше паспортной приемистости. После периода высоких значений приемистость снижается, поскольку пласт перенасыщается и количество закачиваемой жидкости зависит только от режима работы КНС. Скважины находятся под контролем служб Центра

ГТМ и ГТЦ НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть» и исследуются для оценки перспективности нового способа обработки скважин.

Предварительные результаты испытаний оформлены актом (Приложение Б) и подписаны и.о. заместителя начальника управления по геологии и разработке нефтяных и газовых месторождений – руководителем геолого-технического центра НГДУ «Альметьевскнефть» ПАО «Татнефть» Р.Н. Ибрагимовым.

После предварительной оценки результатов опытных обработок подписаны протоколы о продолжении работ в НГДУ «Азнакаевскнефть», которые проводились в летом 2020 г. Готовится договор о проведении опытных работ на добывающих скважинах, оборудованных штанговым глубинным насосом. Особенность технологии заключается в том, что обработки добывающих скважин, также как и нагнетательных, будут проводиться без привлечения бригады ПКРС. Гидроимпульсное воздействие будет осуществляться без подъема погружного оборудования через затрубное пространство. Вопросы допустимого импульсного давления, влияющего на устьевое оборудование, успешно решены. Экономический прогноз внедрения технологии очень высок.

4.4 Комплексная технология интенсификации притока на месторождениях с трещинно-поровыми коллекторами

Информация, представленная в настоящем разделе, является разработкой автора и направлена для выработки рекомендаций по практике применения предлагаемой комплексной технологии воздействия на призабойную зону пласта, нагнетательных и добывающих скважин нефтяных и нефтегазовых месторождений. Технология разработана для интенсификации добычи нефти на месторождениях поздней стадии разработки, когда применение других общепринятых технологий становится экономически нецелесообразно. В целях применения комплексной технологии гидроимпульсного воздействия и водных растворов НПАВ для обработки ПЗП необходимо точное определение последовательности проведения технологических операций и особенностей их применения. Специфика проведения работ определяет последовательность

применения общепринятых технологических операций в определенном алгоритме, а также применение специально разработанного оборудования для создания гидроимпульсного воздействия на ПЗП.

Полученные, в ходе проведения опытно-промышленных работ по технологии гидроимпульсного воздействия на ПЗП скважин Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, результаты показали перспективность ее применения. Приемистость нагнетательных скважин возросла в 2-4 раза, что особенно актуально для нефтяных месторождений в поздней стадии разработки [117,118].

Исследования, выполненные на кафедре «Разработки нефтяных и газовых месторождений» Санкт-Петербургского горного университета, в лаборатории «Повышения нефтеотдачи пласта» на современном высокоточном оборудовании ведущих отечественных и иностранных компаний доказали эффект комплексного применения НПАВ и гидроимпульсного воздействия на ПЗП в условиях трещинно-поровыми коллекторов нефтяных месторождений. На основании вышеописанных исследований, разработана технология комплексного воздействия на ПЗП добывающих и нагнетательных скважин [85, 86, 93, 94, 98, 123].

«Внедрение предлагаемых технологий на нефтяных месторождениях рекомендуется осуществлять после тщательного анализа режима работы залежи и скважин. Анализ включает в себя ознакомление с геологическим строением месторождения, принятой технологической схемой разработки, типом залежи, режимом ее эксплуатации, типом коллектора, его параметрами: толщиной, пористостью, проницаемостью, положением кровли и подошвы продуктивного пласта, положением ВНК, начальным и текущим пластовым давлением, статическим и динамическим уровнями в скважине, методами первичного и вторичного вскрытия пласта, температурой пласта, утвержденными запасами и планируемым коэффициентом извлечения нефти, накопленной добычей и закачкой, начальными и текущими дебитами скважин, обводненностью продукции. Необходимо уточнить текущие физико-химические характеристики нефти, пластовой воды, газовый фактор. Анализируются режим работы и конструкция

каждой скважины, применяемое оборудование и способ добычи и закачки, диаграммы ГИС, включая траекторию, состояние цементного кольца, результаты геолого-технических мероприятий за весь период эксплуатации» [49].

Алгоритм воздействия на ПЗП обрабатываемой скважины определяется на основании результатов проведенного анализа, и заключается в:

1. Обосновании выбора ПАВ и концентрации его раствора по результатам проведенных лабораторных исследований;
2. Расчете объема раствора НПАВ, необходимого для проведения обработки, по формуле 4.1:

$$V_p = \pi \cdot R_y^2 \cdot K_{\Pi} \cdot H \quad (4.1)$$

где: V_p – объем раствора ПАВ, м³;

R_y – условный радиус обработки ПЗП, м;

K_{Π} – средняя пористость продуктивного пласта, доли единицы;

H – эффективная мощность пласта-коллектора, м.

3. Определении времени реагирования водного раствора НПАВ в призабойной зоне скважины;
4. Установлении амплитуды импульсов гидродинамического воздействия и их количества.

Обработка ПЗП добывающих скважин комплексной технологией гидроимпульсного воздействия и водными растворами НПАВ возможна двумя способами:

- без подъема ГНО, через затрубное пространство;
- с подъемом ГНО, через лифт технологических НКТ.

При реализации комплексной обработки с подъемом ГНО эффективность передачи импульса на забой возрастает, а, следовательно, возрастает и эффективность работ в целом. Однако и значительно увеличивается время нахождения скважины в простое за счет необходимости постановки бригады ПКРС и проведения неоднократных спуско-подъемных операций.

Обработка нагнетательных скважин осуществляется без постановки бригады ПКРС, через лифт уже спущенных и запакерowanych в скважине НКТ.

Общее время проведения комплексной обработки, от остановки скважины до запуска ее в работу, составляет 8-12 ч, включая закачку и выдержку на реагирование раствора НПАВ в ПЗП, монтаж и демонтаж технологического оборудования на устье скважины, и непосредственно воздействие гидравлическими импульсами.

По завершении комплексной обработки технологией гидроимпульсного воздействия и водным раствором НПАВ скважина запускается в работу с последующей оценкой эффективности проведенных мероприятий, которая опирается на сравнительный анализ дебитов и обводненности добываемой продукции, статических и динамических уровней в затрубном пространстве, давления на устье и приемистости нагнетательных скважин, а также рассчитанных на их основе коэффициентов продуктивности и приемистости скважин, выполненных до и после проведения мероприятий.

4.5 Выводы к главе 4

1. Разработана и запатентована технологическая схема гидроимпульсного воздействия на призабойную зону пласта. Проведены опытно-производственные испытания на основании разработанного метода воздействия на месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, результаты которых свидетельствуют об эффективности предложенной технологии гидроимпульсного воздействия на призабойную зону продуктивного пласта.

2. Разработана технология комплексной обработки ПЗП добывающих и нагнетательных скважин гидроимпульсным воздействием и водными растворами НПАВ. Описаны последовательность и особенности проведения технологических операций, а также предложены методы оценки эффективности применения комплексной технологии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Результаты проведенного анализа теоретических, экспериментальных и опытно-производственных исследований позволили разработать комплексную технологию интенсификации добычи в условиях трещинно-поровых продуктивных коллекторов нефтяных месторождений, находящихся на завершающих этапах разработки, основанную на совместном применении растворов неионогенных ПАВ и гидроимпульсного воздействия для обработки ПЗП добывающих и нагнетательных скважин.

2. Лабораторные исследования выявили зависимость изменения абсолютной проницаемости образцов породы по азоту от изменения давления объемного сжатия образца. При изменении давления в пределах от 10 до 20 МПа во всех испытываемых образцах абсолютная проницаемость по азоту уменьшается на величину от 4,4 до 11,7%.

3. На основании проведенных теоретических и экспериментальных исследований можно сделать вывод, что циклическое знакопеременное воздействие на ПЗП с повышением и понижением эффективного давления вместе со снижением межфазного натяжения на границе раздела фаз увеличивает коэффициент подвижности флюида в пластовых условиях. Если говорить о высоко обводненном фонде скважин, где в пласте присутствует значительное количество «защемленной» в порах остаточной нефтяной фазы, комплексирование гидроимпульсного и физико-химического воздействий позволит повысить степень извлечения этой «защемленной» фазы.

4. Результаты фильтрационных исследований по моделированию комплексной технологии воздействия на ПЗП добывающих и нагнетательных скважин, выполненные на образцах естественного керна, показали:

- способность данной технологии оказывать влияние на остаточную нефтенасыщенность обводненных пластов путем создания знакопеременного репрессионно-депрессионного воздействия и вовлечения в дренирование «защемленной» в порах коллектора неподвижной ранее нефтяной фазы;

- гидроимпульсное воздействие значительно изменяет гидропроводность образца, способствуя при этом перераспределению фильтрационных потоков в ПЗП добывающих и нагнетательных скважин, а также в продуктивном пласте в целом;
- предварительная обработка образца 0,5 %-ным водным раствором неионогенных ПАВ значительно увеличивает эффективность применения гидроимпульсного воздействия за счет гидрофилизации породы коллектора и снижения межфазного натяжения на границах «нефть-вода» и «нефть-порода».

5. Результаты опытно-промышленных испытаний разработанного и запатентованного способа гидроимпульсного воздействия на трещинно-поровые продуктивные пласты нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции подтвердили ее эффективность, обусловленную увеличением приемистости нагнетательных скважин.

6. Разработанная комплексная технология воздействия на ПЗП может быть рекомендована как метод оперативного, высокоэффективного регулирования режима работы скважины, поскольку для ее применения не требуется привлечения бригад ПКРС, большого количества спецтехники. Технология выгодно отличается минимальными трудовыми затратами, необходимыми для проведения ОПЗ, что особенно важно в условиях эксплуатации нефтяных месторождений на завершающих этапах разработки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Абрамзон, А. А.** Поверхностно-активные вещества: Справочник / А.А. Абрамзон, В.В. Бочаров, Г.М. Гаевой. – Ленинград: Химия, 1979. – 376 с.
2. **Акульшин, А. И.** Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учебник для техникумов / А. И. Акульшин, В. С. Бойко, Ю. А. Зарубин, В. М. Дорошенко. М.: Недра, 1989. 480 с.
3. **Алмаев, Р. Х.** Применение композиций полимеров и НПАВ для вытеснения нефти / Р.Х. Алмаев // Нефтяное хозяйство. – 1993. – №12. – С. 22–25.
4. **Алтунина, Л. К.** Неорганические гели для увеличения нефтеотдачи неоднородных пластов с высокой температурой / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Нефтяное хозяйство. – 1995. – №4. – С.36-39.
5. **Алтунина, Л. К.** Физико-химические технологии с применением гелей, золь и композиций ПАВ для увеличения нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов // Научно технический журнал Георесурсы : сайт. – 2014. – №4(59). – С. 20-27. – URL: https://geors.ru/media/pdf/04_Altunina_n_s.pdf (дата обращения 18.04. 2018).
6. **Андриасов, Р. С.** Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров ; под редакцией доктора технических наук Ш. К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 455с.
7. **Антониади, Д. Г.** Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – 267 с.
8. **Ащепков, М. Ю.** Дилатационно-волновое воздействие на нефтяные пласты динамикой работы штангового насоса: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Ащепков Михаил Юрьевич. – Уфа, 2003. – 140 с.
9. **Бабалян, Г. А.** Применение ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов / Г.А. Бабалян, А.Б. Тумасян, Б.И. Леви, Э.М. Халимов // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 7. – С. 7-16.

10. **Бабалян, Г. А.** Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ / Г. А. Бабалян, Б. И. Леви, А. Б. Туманян, Э. М. Халимов. – М.: Недра, 1983. – 216 с.
11. **Бабалян, Г. А.** Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов / Г. А. Бабалян, И. И. Кравченко, И. Л. Мархасин, Г. В. Рудаков. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 283 с.
12. **Байков, Н. М.** Основные показатели внедрения новых методов увеличения нефтеотдачи в США / Н.М. Байков // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №11. – С.127-129.
13. **Богомольный, Е. И.** Интенсификации добычи высоковязких парафинистых нефтей из карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии / Е.И. Богомольный. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 272 с.
14. **Бойко, В. С.** Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учебник для вузов / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
15. **Бурдынь, Т. А.** Особенности вытеснения остаточной нефти из пласта оторочками водной дисперсии ПАВ / Т.А. Бурдынь, С.А. Жданов, А.Н. Коцонис // Нефтяное хозяйство. – 1985. – №12. – С. 23-27.
16. **Вахитов, Г. Г.** Использование физических полей для извлечения нефти из пластов / Г. Г. Вахитов, Э. М. Симкин. – М.: Недра, 1985. – 231 с.
17. **Волков, В. А.** Эффективность вытеснения остаточной нефти поверхностно-активным полимерсодержащим составом. // Нефтяное хозяйство. – 1988. – №6. – С. 27-30.
18. **Гаврилов, В. П.** Состояние ресурсной базы нефтедобычи в России и перспективы наращивания / В. П. Гаврилов, Е. Б. Грунис // Геология нефти и газа : электронный журнал. – 2012. – №5.
URL:http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/Resourse%20base%20conditions.pdf (дата обращения 10.05. 2019).

19. **Газизов, А. Ш.** Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах / А.Ш. Газизов, А.А. Газизов. – М.: Недра. – 1999. – 540 с.
20. **Галеев, Р. Г.** Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья : монография / Р.Г. Галеев. – М.: КУБК-а, 1997. – 352 с.
21. **Галимзянов, М. Н.** Распространение волн конечной длительности в цилиндрической трубе, заполненной пузырьковой жидкостью: материалы VI Всероссийской конференции, посвященной памяти академика А. Ф. Сидорова, Абрау-Дюрсо, 10-16 сентября 2012. – С. 26-27.
22. **Гиматулинов, Ш. К.** О механизме моющего действия вод различного состава при вытеснении нефти из пористой среды / Ш.К. Гиматулинов // Нефтяное хозяйство. – 1962. – №10. – С. 43-48.
23. **Глущенко, В. Н.** Нефтепромысловая химия. В 5-ти томах. Т. 2: Объемные и поверхностно-активные свойства жидкостей / В.Н. Глущенко, М.А. Силин; под редакцией профессора И.Т. Мищенко. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 549 с.
24. **Гордон Дж.** Органическая химия растворов электролитов; Перевод с английского М.Г. Гольдфельда и А.А. Соловьянова ; под редакцией чл.-кор. АН СССР И.П. Белецкой. – М.: Мир, 1979. – 712 с.
25. **Горшков, Л. К.** Основы теории механических колебаний в разведочном бурении / Л.К. Горшков. – СПб.: СПГИ (ТУ). – 1998. – 109 с.
26. **ГОСТ 26450.0-85.** Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств = Rocks. General requirements for sampling and sample preparation for determination of collecting properties: Государственный стандарт Союза ССР: издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 27 февраля 1985 г. № 424: введен впервые: дата введения 1986-07-01 / разработан Министерством геологии СССР, Министерством нефтяной промышленности, Министерством газовой промышленности. – М.: Издательство стандартов, 1985.

27. **ГОСТ 26450.1-85.** Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости насыщением = Rocks. Method for determination of open porosity coefficient by fluid saturation: Государственный стандарт Союза ССР: издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 27 февраля 1985 г. № 424: введен впервые: дата введения 1986-07-01 / разработан Министерством геологии СССР Министерством геологии СССР, Министерством нефтяной промышленности, Министерством газовой промышленности. – М.: Издательство стандартов, 1985.

28. **ГОСТ 26450.2-85.** Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации = Rocks. Method for determination of absolute gas permeability coefficient by stationary and non-stationary filtration: Государственный стандарт Союза ССР: издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 27 февраля 1985 г. № 424: введен впервые: дата введения 1986-07-01 / разработан Министерством геологии СССР Министерством геологии СССР, Министерством нефтяной промышленности, Министерством газовой промышленности. – М.: Издательство стандартов, 1985.

29. **ГОСТ 29232-91.** Определение критической концентрации мицеллообразования = Anionic and non-ionic surface active agents. Determination of the critical micellization concentration. Method by measuring surface tension with a plate, sturrupe or ring: Межгосударственный стандарт: издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением Комитета стандартизации и метрологии СССР от 28.12.1991 г. № 2244: введен впервые: дата введения 1993-01-01 / официальное издание. – М.: Издательство стандартов, 1992.

30. **ГОСТ 8433-81.** Вещества вспомогательные ОП-7 и ОП-10. Технические условия = Indirect materials OP-7, OP-10 Specifications: Государственный стандарт Союза ССР: издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24

февраля 1981 г. № 968: дата введения 1982-01-01 / разработан Министерством химической промышленности. – М.: Издательство стандартов, 1981.

31. **ГОСТ 8.563-96.** Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений = State system for ensuring the uniformity of measurements. Procedures of measurements: Государственный стандарт Российской Федерации: принят и введен в действие Постановлением Госстандарта России от 23.05.1996 № 329: дата введения 1997-07-1 / разработан всероссийским научно-исследовательским институтом метрологической службы и Уральским научно-исследовательским институтом метрологии. – М.: Стандартинформ, 2007.

32. **Гулый, Г. А.** Научные основы разрядноимпульсных технологий / Г.А. Гулый. – Киев.: Наукова думка, 1990. – 208 с.

33. **Гусев, С. В.** Кремнийорганические соединения фирмы «WACKER-CHEMIE GmbH» для повышения нефтеотдачи пластов / С.В. Гусев, В.В. Мазаев, Я.Р. Коваль, П. Хубер, В. Бургер, П.И. Мешков, О.И. Воротилин, В.Н. Суханов // Нефтяное хозяйство. – 1995. – №3. – С. 65-70.

34. **Девликамов, В. В.** Влияние ПАВ на реологические свойства нефти / В.В. Девликамов, М.К. Рогачев // Нефтяное хозяйство. – 1976. – №6. – С. 29-31.

35. **Дегтярев, Н. М.** Применение газа высокого давления и углеводородных растворителей для увеличения нефтеотдачи пластов / Н. М. Дегтярев, В. Г. Полянский, Р. А. Багов // Состояние и перспективы применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – С.36-40.

36. **Дыбленко, В. П.** Повышение продуктивности и реанимация скважин с применением виброволнового воздействия / В.П. Дыбленко, Р.Н. Камалов, Р.Я. Шарифуллин, И.А. Туфанов. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2000. – 381 с.

37. **Ибатуллин, Р. Р.** Результаты и перспективы методов увеличения нефтеотдачи в ОАО «Татнефть» / Р.Р. Ибатуллин, Ш.Ф. Тахаутдинов, Н.Г. Ибрагимов, Р.С. Хисамов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №5. – С. 74-76.

38. **Ибатуллин, Р. Р.** Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика / Р. Р. Ибатуллин, Н. Г.

Ибрагимов, Ш. Ф. Тахаутдинов, Р. С. Хисамов. – М.: ООО «Недра- Бизнесцентр», 2004. – 292с.

39. **Ишкаев, Р. К.** Комплекс технологий по выработке остаточных запасов нефти. – [2-е изд., перераб.]. – Уфа: ТАУ, 1999. – 304 с.

40. **Клубков, С. В.** Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России // Oil & Gas Journal Russia. Спецвыпуск: Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы. – 2015. – № 6-7. – С. 6-11.

41. **Кондрашев, А. О.** Разработка гидрофобизированного полимерного состава для внутрипластовой водоизоляции низкопроницаемых коллекторов / А.О. Кондрашев, М.К. Рогачев, О.Ф. Кондрашев, С.Я. Нелькенбаум // Инженер-нефтяник. – 2013. – №3. – С. 34-39.

42. **Константинов, С. В.** Техника и технология проведения гидравлического разрыва пластов за рубежом/ С. В. Константинов, В. И. Гусев // Нефтепромысловое дело: НТЖ ОАО ВНИИОЭНГ. – 1985. – № 12(101). – 60 с.

43. **Королев, М. И.** Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием микроэмульсионных составов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Королев Максим Игоревич – СПб., 2018. – 127 с.

44. **Кудинов, В. И.** Проблемы и практические опыт разработки нефтяных месторождений с высоковязкими нефтями в карбонатных коллекторах / В. И. Кудинов, Е. И. Богомольный, В.С. Колбиков, Ю. В. Желтов. – М.: Нефть и газ, 1996. – 330 с.

45. **Кудинов, В. И.** Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей / В.И. Кудинов. – М.: «Нефть и газ», 1996. – 284 с.

46. **Кузнецов, О. Л.** Физические основы вибрационного и акустического воздействий на нефтегазовые пласты / О. Л. Кузнецов, Э. М. Симкин, Дж. Чилингар. – М.: Мир, 2001. – 260 с.

47. **Кузнецова, А. Н.** Обоснование технологии заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов с использованием поверхностно-активных веществ: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Кузнецова Александра Николевна – СПб., 2018. – 113 с.
48. **Ленченкова, Л. Е.** Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами / Л. Е. Ленченкова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. – 394 с.
49. **Максютин, А. В.** Комплексная технология плазменно-импульсного и физико-химического воздействия на продуктивный пласт для интенсификации добычи нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Максютин Александр Валерьевич – СПб., 2009. – 152 с.
50. **Малышев, А. Г.** Состояние и совершенствование работ по проведению гидроразрыва пластов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / А. Г. Малышев, Г. А. Малышев, Л. М. Кочетков, В.Ф. Седач // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №2. – С.38-42.
51. **Махмудбеков, Э. А.** Интенсификация добычи нефти / Э. А. Махмудбеков, А. И. Вольнов. – М.: «Недра», 1975. – 264 с.
52. **Мирзаджанзаде, А. Х.** Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов / А. Х. Мирзаджанзаде, И. М. Аметов, А. М. Хасаев, В. И. Гусев; под редакцией профессора А. Х. Мирзаджанзаде. – М.: Недра, 1986. – 382 с.
53. **Митрофанов, В. П.** Эффективность вытеснения нефти растворами ПАВ из терригенных и карбонатных пород / В.П. Митрофанов, В.Г. Михнефич, Б.И. Тульбович // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 2. – С. 37-41.
54. **Михеева, Е. В.** Определение поверхностного натяжения. Расчет молекулярных характеристик исследуемого ПАВ: методические указания к выполнению лабораторных работ по дисциплинам «Поверхностные явления и дисперсные системы» и «Коллоидная химия» / Е.В. Михеева, Л.С. Анисимова. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2009. – 24 с.
55. **Мицеллообразование, солюбилизация и микроэмульсии** / Перевод с английского; под редакцией К. Миттела. – М.: Мир, 1980. – 597 с.

56. **Муркес, М. И.** К выбору оптимальной технологии вытеснения нефти водогазовыми смесями / М. И. Муркес, М. Л. Сургучев, Г. Ю. Шовкринский // Сборник научных трудов ВНИИнефть. – 1979. – Вып. 68. Теоретические и практические аспекты разработки нефтегазоносных пластов. – С.23-26.

57. **Муслимов, Р. Х.** Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. – Казань: Издательство «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 688 с.

58. Министерство энергетики Российской Федерации: официальный сайт. – Москва. – URL: <https://minenergo.gov.ru> (дата обращения 23.12.2019).

59. **Накоряков, В. Е.** Волновая динамика газа и парожидкостных сред / В.Е. Накоряков, Б. Г. Покусаев, И. Р. Шрейбер. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 248 с.

60. Научно-лабораторный центр «ГеоЛогика»: официальный сайт / Обзор услуг. Петрофизические исследования керна. – Новосибирск. – URL: <http://lab.geologika.ru/about/uslugi/petrophysics/> (дата обращения 10.10. 2019).

61. Научный центр нелинейной волновой механики и технологий: официальный сайт ИМАШ РАН: сборник научных трудов сотрудников – Москва. – URL: <http://www.imash.ru/wave-mechanics/publications-nvm/> (дата обращения 08.01.2020).

62. **Неудачина, Л. К.** Применение поверхностно-активных веществ в анализе: учебное пособие / Л.К. Неудачина, Ю.С. Петрова; Министерство образования и науки Российской Федерации, Уральский федеральный университет им. Первого Президента России Б.Н. Ельцина. – Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2017. – 76 с.

63. **Николаевский, В. Н.** Механизм вибровоздействия на нефтеотдачу месторождений и доминантные частоты // Доклады академии наук. – 1989. – Т. 307. – № 3. – С. 570-575.

64. **Николаевский, В. Н.** Нелинейные волны в грунтах и трещиноватых горных породах / В.Н. Николаевский // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1988. – № 6. – С. 35-37.

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

66. **Оливье У.** Анализ динамических потоков / У. Оливье, В. Дидье, Ф. Оле. – М.: КАППА, 2009. – 364 с.

67. Освоение скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами с использованием комплекса волновых технологий / В. П. Дыбленко, И. А. Туфанов, А.П. Очковский, Ю.В. Лукьянов, Р.З. Имамов, Р. С. Хисамов, Ф.Ш. Хакимов, А.М. Хуррямов, В.М. Баянов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №11. – С.112-116.

68. **ОСТ 39-161-83 Нефть.** Метод лабораторного определения абсолютной проницаемости коллекторов нефти и газа и вмещающих их пород: Отраслевой стандарт : Издание официальное : Утвержден и введен Приказом Министерства нефтяной промышленности от 06.01.1984 г. № 25 : введен впервые: дата введения 01.06.1984. 19с.

69. **ОСТ 39-195-86 Нефть.** Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях: Отраслевой стандарт: Издание официальное: Утвержден и введен Приказом Министерства нефтяной промышленности от 07.04.1986 г. № 197: дата введения 01.01.1987. 18с.

70. **Палий, А. О.** Закачка газа в пласт с целью увеличения нефтеотдачи / А. О. Палий, И. Д. Амелин // Нефтепромысловое дело: НТЖ ОАО ВНИИОЭНГ. – 1978.

71. **Патент №1777618 Российская федерация, МПК E21B 43/20 (2006.01).** Способ разработки нефтегазового месторождения: № 4828091/03: заявлен 25.05.1991, опубликован 23.11.1992 / А.Я. Хавкин; заявитель Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт. – 6 с.: ил.

72. **Патент 1777620 СССР, МПК C09K 8/58 (2006.01), E21B 43/22 (2006.01).** Способ определения коэффициента извлечения вытесняемого агента из пористой среды: № 4755364: заявлен 01.11.1989: опубликован 23.11.1992 / А.Я.

Хавкин; заявитель Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт. – 6 с.: ил.

73. **Патент №1592476 СССР.** Способ разработки сложнопостроенных низкопроницаемых пластов: заявлен 15.09.1990: опубликован 1990 – 6 с.: ил.

74. **Патент №2006572 Российская Федерация, МПК 5E21B43/22.** Состав для вытеснения нефти: № 5009731/03; заявлен 04.07.1991: опубликован 30.01.199 / Р.Х. Алмаев; заявитель и патентообладатель Научно-производственное объединение по геолого-физическим методам повышения нефтеотдачи пластов. – 6 с.: ил.

75. **Патент №2190762 Российская федерация, МПК E21B 43/26 (2006.01), E21B 28/00 (2006.01), E21B 43/25 (2006.01).** Способ обработки призабойной зоны пласта: № 2000112967/03: заявлен 26.05.2000: опубликован 10.10.2002 / патентообладатель Общественная организация «Фонд содействия горному искусству». – 11 с.: ил.

76. **Патент № 2225505 Российская федерация, МПК E21B 43/25 (2006.01).** Способ обработки прискважинной зоны пласта: № 2002135811/03: заявлен 23.12.2002: опубликован 10.03.2004 / Шипулин А.В., Усов А.И., Усова Л.Н., заявитель ЗАО РЭНЕС. – 6 с.: ил.

77. **Патент №2243368 Российская федерация, МПК E21B 43/25 (2006.01), E21B 28/00 (2006.01), E21B 37/00 (2006.01).** Способ обработки прискважинной зоны пласта: № 2003122566/03: заявлен 09.07.2003: опубликован 12.27.2004 / Шипулин А.В., Кожемякин Ю.Д., заявитель ЗАО РЭНЕС. – 6 с.: ил.

78. **Патент 2255214 Российская федерация, МПК E21B 43/25 (2006.01), E21B 28/00 (2006.01), E21B 37/00 (2006.01).** Способ обработки прискважинной зоны пласта: № 2003135524/03: заявлен 27.11.2003: опубликован 27.06.2005/ Шипулин А.В., Кожемякин Ю.Д., заявитель ЗАО РЭНЕС. – 5 с.: ил.

79. **Патент №2276722 Российская федерация, МПК E21B 43/25 (2006.01).** Способ обработки прискважинной зоны пласта: 2004131014/03: заявлен 10.14.2004: опубликован 20.05.2006/ Шипулин А.В., Купавых С.Б., Мингулов Ш.Г. заявитель ЗАО РЭНЕС. – 5 с.: ил.

80. Патент №2276721 Российская федерация, МПК E21B 43/25 (2006.01). Способ обработки прискважинной зоны пласта: № 2004131013/03: заявлен 14.10.2004: опубликован 20.05.2006/ Шипулин А.В., Мингулов Ш.Г., Купавых С.Б. заявитель ЗАО РЭНЕС. – 6 с.: ил.

81. Патент №2281390 Российская федерация, МПК E21B 43/25 (2006.01). Способ обработки прискважинной зоны пласта: № 2004138019/03: заявлен 16.12.2004: опубликован 10.08.2006/ Шипулин А.В. Заявитель ЗАО РЭНЕС. – 6 с.: ил.

82. Патент №2310059 Российская федерация, МПК E21B 28/00 (2006.01), E21B 37/00 (2006.01), E21B 43/25 (2006.01). Способ обработки импульсным воздействием призабойной зоны скважины: № 2006114085/03: заявлен 26.04.2006: опубликован 10.11.2007 / Зарипов Ф.Р., Коренько А.В., Кондратьев А.С. – 15 с.: ил.

83. Патент №2630016 Российская Федерация, МПК E21B 43/26 (2006.01), E21B 28/00 (2006.01). Способ осуществления импульсного гидроразрыва : заявлен 04.05.2016 : опубликован 05.09.2017/ А.В. Шипулин, А.С. Купавых. – 6 с.: ил. – Текст : непосредственный.

84. Персиянцев, М. Н. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов/ М. Н. Персиянцев, М. М. Кабиров, Л. Е. Ленченкова. – Оренбург: Книжное издательство, 1999. – 224 с.

85. Петраков, Д. Г. Аналитические исследования эффективности гидроимпульсного воздействия на призабойную зону пласта при освоении и ремонте скважин : тезисы докладов III Международно-практической конференции «Бурение скважин в осложненных условиях», Санкт-Петербург, 8-9 ноября 2018 г. / Д.Г. Петраков, К.С. Купавых, А.С. Купавых // Санкт-Петербургский горный университет, 2018. – С. 104-106.

86. Петраков, Д. Г. Графоаналитические исследования эффективности гидроимпульсного воздействия на призабойную зону пласта / Д.Г. Петраков, К.С. Купавых, А.С. Купавых // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2018. – № 5. – С. 42-47.

87. **Петраков, Д. Г.** Экспериментальное исследование упруго-пластичных свойств пород нефтяного пласта с учетом насыщенности / Д.Г. Петраков, К.С. Купавых, А.С. Купавых. – DOI: 10.33285/0130-3872-2020-3(327)-33-38 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 3(327). – С. 33-38.

88. **Петров, Н. А.** Катионоактивные ПАВ – эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности / Н.А. Петров, Б.С. Измухамбетов, Ф.А. Агзамов, Н.А. Ногаев; под редакцией профессора Ф.А. Агзамова. – Санкт-Петербург: Недра, 2004. – 408 с.

89. **Петров, В. А.** Эффективность применения электрогидравлического воздействия на призабойную зону пласта / В.А. Петров, И.Г. Ахметов, А.А. Молчанов, В.В. Девликамов // РНТС. – Нефтепромысловое дело. – 1983. – №9. – С. 2-3.

90. **Плетнев, М. Ю.** Косметико-гигиенические моющие средства / М.Ю. Плетнев. – М.: Химия, 1990. – 272 с.

91. **Поддубный, Ю. А.** О классификации методов увеличения нефтеотдачи пластов (в порядке обсуждения) / Ю.А. Поддубный, С. А. Жданов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №4. – С. 19-25.

92. Презентация Ю.А. Кузьмина: «Критерии идентификации и характеристика залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти». – URL: http://www.petroleum.ru/src/Listeners.Item/31_material/1916837563/kuzmin.pdf (дата обращения 04.11. 2017).

93. Программа для ЭВМ №2019613855 Российская Федерация / Программа для определения влияния реологических свойств скважинных жидкостей на эффективность гидродинамического воздействия на пласт / разработчики: К.С. Купавых, А.С. Купавых, К.Т Ибадуллаев. – СПб, 25.03.2019. – 1 CD-ROM. – Электронная программа.

94. Программа для ЭВМ №2020613774 Российская Федерация / Программа для определения влияния прикладываемых импульсов давления на эффективность гидродинамического воздействия на пласт / разработчики: М.В Двойников, К.С.

Купавых, А.С. Купавых. – СПб, 23.03.2020. – 1 CD-ROM. – Электронная программа.

95. **Рахимова, Ш. Г.** Возможности использования нефтяных растворителей в технологиях паротеплового воздействия. / Ш.Г. Рахимова, М.И. Амерханов, Р.С. Хисамов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №2. – С. 101-103.

96. Резерв добычи // Сибирская нефть. Приложение «Технологии». – 2013. – № 100. – URL: http://gazpromneft.dzeta.3ebra.com/sibneft-online/arhive/2013-april-projects/1094492/?sphrase_id=104567 (дата обращения 17.12. 2017).

97. **Рогачев, М. К.** Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев. – М.: Недра, 2006. – 295 с.

98. **Рогачев, М. К.** Технология направленного гидроударного воздействия на призабойную зону пласта с регулируемой длительностью импульса : тезисы докладов II Международной научно-практической конференции «Бурение скважин в осложненных условиях», Санкт-Петербург, 30 октября-1 ноября 2017 г / М.К. Рогачев, Д.Г. Петраков, К.С. Купавых, А.С. Купавых // Санкт-Петербургский горный университет, 2017. – С. 51-52.

99. **Рубинштейн, Л. И.** К вопросу о применении поверхностно-активных веществ с целью снижения остаточной нефтенасыщенности пластов при заводнении / Л.И. Рубинштейн // Нефтяное хозяйство. – 1953. – №11. – С. 26-29.

100. **Сафонов, Е. Н.** Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана / Е. Н. Сафонов, Р. Х. Алмаев. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 247 с.

101. **Симкин, Э. М.** Виброволновые и вибросейсмологические методы воздействия на нефтяные пласты / Э. М. Симкин, Г. П. Лопухов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 32 с.

102. Сланцевая нефть: российская альтернатива // Сибирская нефть. Приложение «Технологии». – 2013. – № 100. – URL: <https://www.gazpromneft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2013-april-projects/1104157> (дата обращения 11.07.2017).

103. Современное состояние нефтяной отрасли и тенденции ее развития в Российской Федерации // Агентство экономической информации ПРАЙМ: сайт. – URL: <https://lprime.ru/News/20170711/828159788.html> (дата обращения 11.07.2017).

104. **Стрижнев, К. В.** Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика / К.В. Стрижнев. – Санкт-Петербург: Недра, 2010. – 560 с.

105. **Сургучев, М. Л.** Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

106. **Сургучев, М. Л.** Проблемы увеличения нефтеотдачи пластов на Мировом конгрессе по поверхностно-активным веществам/ М.Л. Сургучев // Нефтяное хозяйство. – 1984. – №10. – С. 60-64.

107. **Сургучев, М. Л.** Геолого-физические условия эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, С. А. Жданов, Г.С. Малютина // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 4. – с. 29-34.

108. **Сучков, Б. М.** Добыча нефти из карбонатных коллекторов / Б.М. Сучков. – Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 688 с.

109. **Фаткуллин, А. А.** Значение газовых методов в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №1. – С.32-35.

110. **Фахретдинов, Р. Н.** О химической стабильности ионогенных поверхностно-активных веществ в пластовых условиях при нефтевытеснении /Р.Н. Фахретдинов, К.С. Фазлутдинов, Р.Ф. Нигматуллина // Доклады Академии наук. – 1988. – Т. 301. – Вып. 2. – С. 355-358.

111. **Фролов, Ю. Г.** Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы: учебник для вузов / Ю.Г. Фролов. – М.: Химия, 1982. – 400 с.

112. **Хавкин, А. Я.** Исследование особенностей многофазной фильтрации на микромоделях пористых сред / А.Я.Хавкин, Т.А.Немченко, А.Д. Никищенко // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 10. – С. 36-37.

113. **Хавкин, А. Я.** Особенности разработки месторождений с глинодержащими коллекторами / А.Я. Хавкин, А.Г. Ковалев, В.Е. Ступаченко //

Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений: НТЖ ОАО ВНИИОЭНГ. – 1990. – 59с.

114. **Хисамов, Р. С.** Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием / Р. С. Хисамов, А. А. Газизов, А. Ш. Газизов. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – 568 с.

115. **Шелепов, В. В.** Деятельность центральной комиссии по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений Минэнерго РФ по решению проблем повышения нефтеотдачи / В.В. Шелепов, А.Ю. Коршунов, Н.Н. Лисовский // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №5. – С. 66-69.

116. **Шенфельд, Н. И.** Поверхностно-активные вещества на основе оксида этилена. – М.: Химия, 1982. – 748 с.

117. **Шипулин, А. В.** Опыт применения технологии избирательного баровоздействия / А.В. Шипулин, А.С. Купавых // Нефть.Газ.Новации. – 2016. – №12 (195). – С. 71-74.

118. **Шипулин, А. В.** Повышение энергоэффективности насосного агрегата при формировании трещин импульсного гидроразрыва / А.В. Шипулин, К.С. Купавых, А.С. Купавых. – DOI: 10.5862/JEST.254.5 // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2016. – № 4. – С. 39-44.

119. **Шипулин, А. В.** Технологии импульсно-волнового воздействия на нефтяные и угольные пласты / А.В. Шипулин. – Санкт-Петербург: Недра, 2015. – 280 с.

120. **Якуцени, В. П.** Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе / В.П. Якуцени, Ю.Э. Петрова, А.А. Суханов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т.2. – 329 с.

121. Bailey B. et al. Water control // Oilfield Review. – 2000. – Т. 12. – №. 1. – P. 30-51.

122. Heavy oil reservoirs/ C. Curtis, R. Kopper, E. Decoster, A. Guzmán–Garcia, C. Huggins, L. Knauer, M. Minner, N. Kupsch, L. M. Linares, H. Rough, M. Waite // Oilfield Review. – 2002. – Autumn. – P. 30-51.

123. **Kupavykh, K. S.** Analysis of implementation effectiveness of two working fluids characterized by different viscoelastic characteristics at hydrodynamic impact on the borehole bottom zone / K.S. Kupavykh, A.S. Kupavykh, V.A. Morenov. – DOI:10.21122/2227-1031-2019-18-2-164-170 // Science&Technique.–2019. – №18(2). – P.164-170.
124. Larson R. G. Percolation theory of two-phase flow in porous media / R.G.Larson, L.E.Scriven, H.T.Davis // Chem. Eng. Sci. – 1981. – №36(1). – P. 57-84.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент РФ на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2630016

**СПОСОБ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ИМПУЛЬСНОГО
ГИДРОРАЗРЫВА**Патентообладатель: *Шипулин Александр Владимирович (RU)*Авторы: *Шипулин Александр Владимирович (RU),
Кунавых Артем Сергеевич (RU)*

Заявка № 2016117659

Приоритет изобретения 04 мая 2016 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 05 сентября 2017 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 04 мая 2036 г.Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт опытно-промышленных испытаний

Акт опытно-промышленных испытаний
комплексной технологии гидроимпульсного воздействия на ПЗП
нагнетательных скважин НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть»

г. Альметьевск

27.05.2020 г.

В марте 2020 года на 6 нагнетательных скважинах Ромашкинского месторождения в отложениях кыновского и пашийского горизонтов девонской системы (а.о. кровли от -1450м до -1470м) было проведено испытание технологии гидроимпульсного воздействия на ПЗП с целью увеличения проницаемости призабойной зоны пласта путем создания разнонаправленных импульсов давления на устье скважин.

Работы проводились силами компании ООО «РЭНЕС» с применением специального устьевого оборудования, разработанного для проведения данной технологии.

Технология гидроимпульсного воздействия на ПЗП разработана при активном участии аспиранта Санкт-Петербургского горного университета Купавых А.С. Авторские права защищены патентом РФ № 2630016. Технология отличается отсутствием необходимости проведения подготовительных работ силами бригады ПРС, проведения технологических операций на глубинном оборудовании, спущенном в скважину и использования большого количества спецтехники. Кроме специального устьевого оборудования применяется только насосный агрегат и емкость для жидкости.

Воздействие на ПЗП проводилось пластовой водой плотностью 1,07 т/м³, температура окружающей среды во время испытаний – $-2 \div +5^{\circ}\text{C}$. На устье скважины использовалось стандартное оборудование, применяемое в нефтедобыче, а также быстродействующая задвижка с пневмоприводом, сертифицированная для проведения работ на скважине.

Суть применяемой технологии заключается в создании разнонаправленных импульсов давления на устье скважин. Через пластовую воду импульсы передаются на забой скважины, создавая в околоствольной зоне продуктивного пласта чередующиеся во времени интервалы нагружения и разгрузки,

действующие на скелет породы пласта. Действие знакопеременных нагрузок приводит к кратковременному изменению геометрических размеров поровых каналов, что способствует увеличению проницаемости породы, и вовлечению в дренирование застойных и закольматированных зон околоствольной части продуктивного пласта.

В результате проведения испытаний на нагнетательных скважинах технология позволила увеличить приемистость до величин от 130 до 400 м³/сут., что значительно выше паспортной приемистости. После периода высоких значений приемистость резко снижается, поскольку пласт перенасыщается и количество закачиваемой жидкости зависит только от режима работы КНС. Скважины находятся под контролем служб Центра ГТМ и ГТЦ НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть» и исследуются для оценки перспективности нового способа обработки скважин.

Таким образом, результаты опытно-промышленных испытаний комплексной технологии гидроимпульсного воздействия на ПЗП, проведенных на нагнетательных скважинах ПАО «Татнефть» свидетельствуют об эффективности предложенной технологии.

Учитывая подтвержденную эффективность, минимальный объем подготовительных работ, использование стандартного сертифицированного оборудования, службой Центра ГТМ разрабатываются рекомендации по дальнейшему применению данной технологии комплексного воздействия для обработки нефтяных и нагнетательных скважин ПАО «Татнефть».

И.о. заместителя начальника
управления по геологии и разработке
нефтяных и газовых месторождений –
руководитель геолого-технологического центра
НГДУ «Альметьевнефть» ПАО Татнефть



Р.Н. Ибрагимов