

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
Тюменский индустриальный университет

На правах рукописи



ПАКЛИНОВ НИКИТА МИХАЙЛОВИЧ

**«СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ
ЗОНЫ ПЛАСТА ЭЛЕКТРО-ГИДРОУДАРНЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ
НА ПРИМЕРЕ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ»**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор технических наук, доцент,
Мулявин Семен Федорович

ТЮМЕНЬ – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 4 |
| 1. ОБЗОР ИМПУЛЬСНЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИАЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ..... | 11 |
| 1.1 Воздействие на призабойную зону пласта электромагнитным методом | 12 |
| 1.2 Воздействие на призабойную зону продуктивных пластов с использованием энергии взрыва..... | 15 |
| 1.3 Воздействие на призабойную зону продуктивных пластов волновым воздействием..... | 17 |
| 1.3.1 Описание принципа действия акустических технологий | 19 |
| 1.3.2 Описание принципа действия электро-гидроударной технологии..... | 21 |
| 2. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЛИЯНИЯ ЭЛЕКТРО-ГИДРОУДАРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОБРАЗЦЫ ГОРНЫХ ПОРОД..... | 32 |
| 2.1 Разработка экспериментальной лабораторной установки, генерирующей импульсное воздействие на насыщенные образцы горных пород..... | 32 |
| 2.2 Методика проведения исследований по воздействию электро-гидроударного воздействия на образцы горной породы | 41 |
| 3. ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ВОЗДЕЙСТВИЮ ЭЛЕКТРО-ГИДРОУДАРОВ..... | 45 |
| 3.1 Электропроводимость кислотных растворов..... | 45 |
| 3.2 Физическое моделирование электро-гидроударного воздействие на насыщенных образцах горных пород..... | 47 |
| 3.2.1 Эксперимент группа А. Нахождение оптимальных параметров воздействия..... | 51 |
| 3.2.2 Эксперимент В. Проведения полного факторного эксперимента..... | 56 |
| 3.2.3 Эксперимент группы С. Эксперименты, направленные на подтверждение полученных результатов группы В, по средством воспроизведения..... | 62 |

| | |
|--|-----|
| 4. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНЕ ЗА СЧЕТ ЭЛЕКТРО-ГИДРОУДАРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ | 70 |
| 4.1 Физико-математическая модель процессов в околоскважинной зоне пласта при электро-гидроударном воздействии. | 70 |
| 4.2 Методика электро-гидроударного воздействия на продуктивный пласт при одновременной добычи нефти..... | 78 |
| 4.3 Выбор эксплуатационного объекта для проведения электро- гидроударного воздействия..... | 82 |
| 4.4 Цифровая трехмерная фильтрационная модель пласта | 85 |
| 4.5 Результаты моделирования | 94 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 102 |
| СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ..... | 103 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ | 104 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А | 115 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Б..... | 117 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ В | 118 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Основная часть месторождений Западной Сибири находится на поздней стадии разработки и характеризуется снижением продуктивности из-за кольтации пласта при остановке скважин. При этом определяющее влияние на темп отбора нефти оказывает состояние призабойной зоны пласта (ПЗП).

В соответствии со Стратегией развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 года (утверждена приказом Правительства РФ от 22 декабря 2018 года № 2914-р) необходимым является обеспечение рационального использования минерально-сырьевой базы за счет вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов.

Несмотря на множество технологий воздействия на призабойную зону пласта их применение часто оказывается малоэффективным. Успешность работ составляет не более 60%. Со временем эффективность технологий снижается в результате деструкции кристаллической решетки минералов, а также формирования пространственно-временных структур (микроструктур асфальтенов, парафинов, частиц окислов металлов) в призабойной зоне.

Кроме этого в последние годы в разработку вводятся мелкие месторождения Западной Сибири с запасами нефти в низкопродуктивных коллекторах (например, васюганская свита), а более 300 месторождений находится в разведке или ожидают ввода в разработку.

Васюганская свита обладает сложным геологическим строением, структурно меняющееся при механической деформации. Зерна кварца и реже полевых шпатов, сдавленные соседними обломками, распадаются на отдельные неделимые части, сохраняющие в своем расположении ориентировку и общие контуры изначального зерна. Поровое выщелачивание является типичным процессом наложенного эпигенеза и заключается в растворении и выносе вещества неустойчивых минералов. Поры в васюганской свите имеют щелевидные, угловатые и извилистые неровные формы, соединенные между

собой. Вторичные поры, образованные при выщелачивании, отличаются от первичных усложнением внешних контуров зерен и сложным пространственным распределением реликтов цемента.

Среди перспективных технологий воздействия на описанный выше продуктивный пласт, следует отметить импульсное воздействие, исследованию которого посвящены многие труды выдающихся ученых СССР и современной России. В работе приводятся результаты промысловых и лабораторных испытаний различных гидроимпульсных технологий. Известно большое количество запатентованных изобретений и полезных моделей технических устройств для осуществления воздействия импульсами давления.

С практической точки зрения волновые технологии считаются незагрязняющими методами воздействия на продуктивные пласты, а промысловые испытания и лабораторные исследования указывают на их технологическую эффективность. В связи с этим, актуальными являются исследования, направленные на изучение влияния гидроимпульсного воздействия на фильтрационно-емкостные характеристики призабойной зоны пласта для разработки и обоснования новых энергоэффективных технологий интенсификации добычи нефти.

Данная работа ставит задачу изучения реновации гидроимпульсных методов воздействия с целью развития технологических возможностей для совершенствования технологии.

Степень разработанности темы исследования

Значительный вклад в совершенствование технологий воздействия импульсами давления с целью повышение эффективности эксплуатации нефтяных месторождений внесли следующие отечественные и зарубежные ученые: А. А. Аббасов, М. Г. Алишаев, В. А. Амиян, Ю. В. Антипин, Т. К. Апасов, А. А. Ахметов, Э. А. Ахметшин, Ю. М. Басарыгин, М. Д. Валеев, А. А. Газизов, И. Н. Гайворонский, А. Т. Горбунов, В. П. Дыбленко, Ю. В. Зейгман, М. М. Кабиров, О. Л. Кузнецов, А. С. Купавых, Б. И. Леви, В. Д. Лысенко, А. М. Максютин, А. А. Меркулов, А. А. Молчанов, А. Х. Мирзаджанзаде, Р. Х.

Муслимов, Г. Т. Овнатанов, В. Н. Опарин, Г. Н. Позднышев, М. К. Рогачев, М. А. Садовский, М. Л. Сургучев, М. А. Токарев, Р. Н. Фахретдинов, Н. И. Хисамутдинов, Р. Р. Хусаинов, Р. Г. Шагиев, Н. Е. Щербич, А. Abrams, W. Chen, O. Maurel и многие другие. Вопросами палеогеографии и условиями осадконакопления васюганской свиты занимались многие исследователи: В. Б. Белозеров, Л. А. Краснощекова, М. С. Зонн, Е. Е. Брылина, Р. В. Белов и др.

Проведенные исследования и практика дают основание судить о том, что воздействия импульсами давления способствуют повышению коэффициента вытеснения нефти, в то же время отсутствуют экспериментальные работы, позволяющие оценить влияние импульсов давления на фильтрационно-емкостные свойства поровой среды.

Цель диссертационной работы

Целью диссертационной работы является повышение фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта электро-гидроударным воздействием, возбуждаемым электрическими импульсами для интенсификации притока нефтяных скважин.

Основные задачи исследования

1. Исследовать технологии гидроимпульсного воздействия, используемые для интенсификации добычи нефти.
2. Создать экспериментальную лабораторную установку и разработать методику проведения опытов по электро-гидроударному воздействию на образцы горных пород.
3. Изучить влияние параметров электро-гидроударного воздействия на фильтрационно-емкостные свойства образцов горных пород.
4. Обосновать и усовершенствовать технологию воздействия на пласт электро-гидроударами при эксплуатации скважины и оценить технологический эффект от ее внедрения путем гидродинамического моделирования.
5. Разработать методику определения оптимальных показателей генерации упругих импульсов в стволе скважин для воздействия на призабойную зону продуктивного пласта и программу для ЭВМ.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования является призабойная зона продуктивного пласта, предметом исследования – процесс воздействия электро-гидроударов на фильтрационные свойства пласта прискважинной зоны.

Научная новизна выполненной работы

1. По результатам лабораторного моделирования выявлено изменение фильтрационно-емкостных свойств пласта в зависимости от количества разрядов и подаваемого напряжения электро-гидроударов.

2. Экспериментально установлено, что воздействие электро-гидроударами на насыщенные образцы горных пород позволяет получить относительный прирост показателей эффективной пористости до 12 %, проницаемости до 46.67 %.

3. Разработана методика определения оптимальных показателей генерации упругих импульсов в стволе скважин для воздействия на призабойную зону продуктивного пласта, учитывающая параметры породы и обеспечивающая повышение продуктивности скважин.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Проведена серия экспериментов на разработанной лабораторной установке для исследования электро-гидроударного воздействия на фильтрационно-емкостные свойства насыщенных образцов горных пород.

2. Выявлено влияние частоты и мощности электро-гидроударов на эффективность воздействия на призабойную зону продуктивного пласта с целью интенсификации притока.

3. Усовершенствована технология гидроимпульсного воздействия на призабойную зону продуктивного пласта с применением устройства, создающего импульсы давления и разрушающего пространственно-временные структуры поровой среды, что способствует интенсификации притока нефти в скважину.

4. Разработана методика определения оптимальных показателей генерации упругих импульсов в стволе скважин для воздействия на околоскважинную зону продуктивного пласта, учитывающая предел прочности породы и направленная на подбор оптимальных показателей генерации упругих импульсов в стволе скважины (Свидетельство ЭВМ № 2021618049).

5. Исследования, выполненные в диссертации, поддержаны грантом ФГБУ «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере» («Фонд содействия инновациям») № 1682ГУ1/2014 от 13.03.2014 и № 6044ГУ2/2015 от 15.06.2015.

Методология и методы исследования

Для достижения цели диссертационного исследования в работе использована совокупность методов научного познания: систематизация теоретической базы, лабораторных и промысловых исследований; экспериментальные лабораторные методы исследования; гидродинамическое моделирование изучаемых процессов и методы вычислительной математики и статистики.

Степень достоверности

Достоверность результатов определяется современным уровнем теоретических и экспериментальных лабораторных исследований с использованием образцов керна, подготовленных в соответствии с нормативными документами по стандартизации и ГОСТами. Результаты лабораторных исследований согласуются с имеющейся теоретической базой, а также с опубликованными экспериментальными данными других авторов. Перспективность применения метода подтверждена результатами гидродинамического моделирования с использованием сертифицированного программного обеспечения.

Положения, выносимые на защиту

1. Зависимость повышения коэффициентов эффективной пористости и проницаемости образцов горных пород при электро-гидроударном воздействии.

2. Электро-гидроударное воздействие увеличивает относительный прирост показателей эффективной пористости до 12 % и проницаемости до 46.67 % (по группам исследованных образцов горной породы).

3. Методика определения частоты и мощности внутрискважинного электро-гидроударного излучателя, которая обеспечивает максимальную очистку призабойной зоны продуктивного пласта.

Апробация работы

Основные результаты работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях: международном симпозиуме студентов и молодых ученых им. академика М. А. Усова , посвященном 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А.Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы (г.Томск 2013г.); международной академической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири» (г.Тюмень, 2017г.); IV форум молодых ученых U-Novus (г.Томск, 2017г.); международной научно-практической конференции «Природные процессы в нефтегазовой отрасли. Geonature 2017» (г.Тюмень, 2017г.); международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии - нефтегазовому региону», (г.Тюмень, 2018г.); национальной научно-технической конференции «Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А. П. Телкова и А. Н. Лапердина», (г.Тюмень, 2019г.); международной конференции «Повышение качества управления информацией при разработке нефтегазовых месторождений» (г.Тюмень, 2021г.), международная научно-практическая конференция «Научная территория: технологии и инновации» (г.Тюмень, 2022г.); международная научно-практическая конференция имени Д. И. Менделеева (г.Тюмень, 2022 г.).

Публикации

По теме работы опубликовано 8 научных работ, в том числе 4 статьи в изданиях, входящих в перечень ВАК РФ; 3 статьи в изданиях, включенных в

международную реферативную базу данных Скопус (Scopus). Получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, а именно, пункту 2: Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломассообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода; пункту 3: Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка сокращений списка литературы, приложения. Материалы изложены на 119 страницах текста, содержат 70 рисунков, 22 таблицы. Список литературы включает 94 наименования.

1. ОБЗОР ИМПУЛЬСНЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИАЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

На сегодняшний день значительная доля нефтяных месторождений РФ перешли на позднюю стадию разработки. На территории Западной Сибири выработка большинства крупных и крупнейших месторождений более 80%. Используя традиционные методы разработки нефтяных месторождений, не позволяют в полной мере извлечь из недр более 50%, от первоначальных запасов [1,2,3].

В настоящее время, наблюдается рост применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. В большинстве случаев совместно с закачиваемой в пласт водой, идет добавление химических веществ, такие как: щелочи, поверхностно-активные вещества (ПАВ), полимеры биологического и синтетического типов.

На текущий момент, продуктивные пласты нефтяных месторождений обладают физико-химическими осложнениями, а именно: газогидраты, высокая вязкость и парафинистость нефти, нефтяной сланец и т.д. В результате, на таких месторождениях наблюдается снижение фильтрационных свойств, посредством отложений асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в районе призабойной зоны продуктивного пласта, высокой вязкостью и малой подвижностью добываемого флюида.

Применяемые методы, направленные на увеличение добычи углеводорода, не достигают абсолютной нефтеотдачи из продуктивных пластов. Стоит отметить, достигаемые результаты негативно сказываются на продуктивной породе, не позволяя извлечь оставшийся флюид новыми разрабатываемыми методами обладающими большим потенциалом.

На сегодняшний день известен комплекс бездефектных методов воздействия на продуктивный пласт, в основе которого лежат физические методы такие как: электромагнитное, виброволновое (акустическое, электрогидроударное) и другие [4,5].

На данный момент в литературных источниках отсутствует точное определение понятия «импульсное воздействие». В диссертации «Обоснование основных параметров процесса трещинообразования при импульсных воздействиях на прискважинную зону пласта» (Москва, 2010г.) С.С. Рябов приводится следующее «...заданное по амплитуде и времени, прежде всего, барическое воздействие на продуктивный пласт, создающее в пласте силовые поля, приводящие к изменению фильтрационной способности пород-коллектора вследствие очистки пласта от колматационных отложений и/или образования и развития в пласте трещин» [6]. В диссертации «Научные основы создания эффективной гидродинамической связи скважины с пластом с использованием энергии взрыва» (Москва, 2016г.) Меркулова А.А. представляется определение импульса давления «..это площадь под кривой изменения давления во времени. Геометрическую фигуру, образуемую площадью под кривой изменения давления во времени, будем называть формой импульса давления» [7].

1.1 Воздействие на призабойную зону пласта электромагнитным методом

В работе С. И. Кицис, П. Л. Белоусов и М. В. Ульянов «Перспективы применения метода электровоздействия на продуктивный нефтегазосодержащий пласт для интенсификации притоков нефти к скважинам» (1988г.), описана снижение пропускной способности коллекторов в связи их засорением парафинами и асфальтенами в области призабойной зоны скважин(ПЗС) [8]. По настоящее время, описанная выше проблема не потеряла своей актуальности.

Данные полученные путем лабораторных исследований в Тюменском индустриальном университете (ТИУ), показали, что воздействие на пластовый флюид электромагнитными волнами, позволяет увеличить показатели фильтрационно-ёмкостных свойств пласта, тем самым способствует дополнительному извлечению нефти. Стоит отметить возрастание эффекта при использовании солевого раствора, за счет дополнительного выделения тепла.

[9,10,11] Поскольку солевой раствор является проводником электрического тока, то при воздействии на него электромагнитным полем приводит к повышению температуры. Помимо термического эффекта также наблюдаются колебания молекул жидкостей (частота варьируется в зависимости от применяемого источника), при этом происходит снижение вязкости нефти и очистка порового пространства от тяжелых углеводородов.

Усть-Балыкское является одним из месторождений, на котором был внедрен выше описанный метод. Эффект был реализован следующим способом: к высоковольтным кабелям были прикреплены электроды (в качестве электрода выступали утяжеленные бурильные трубы длина которых достигала один метр, а внешний диаметр 140мм.), которые спускались на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). У основания трубы по окружности были закреплены суженные наконечники питающего кабеля диаметром 10 мм. Это позволяло осуществить «запараллеливание» жил электрода. Полученный электрод опускался к подошве продуктивного пласта. Для данной конструкция максимальная мощность энергии составляет 216кВт. Схематический рисунок методов представлен на рисунке 1.1.

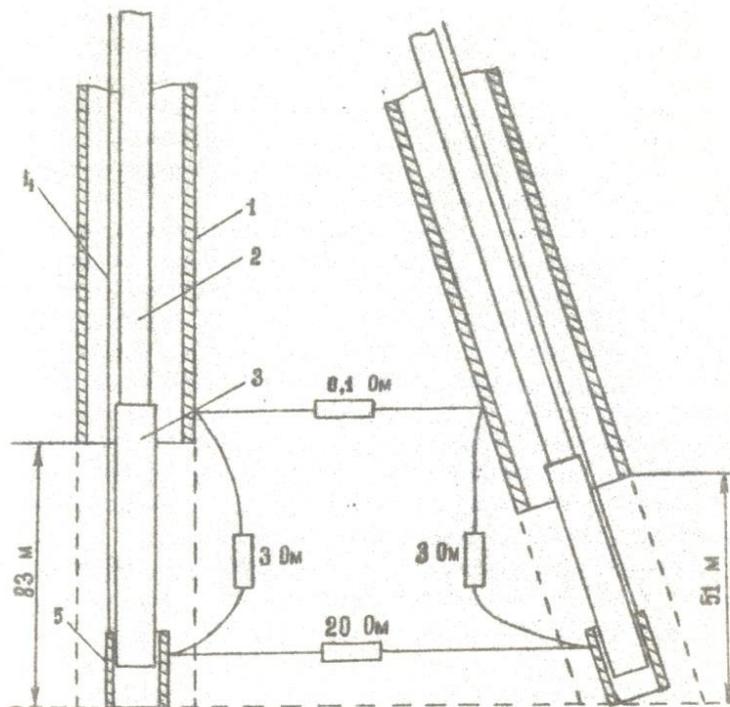


Рисунок 1.1 – Схема воздействия на призабойную зону пласта

Вышеописанный способ, предложенный авторами, позволяет повысить коэффициент нефтеотдачи до 25%.

В Башкирском госуниверситете при участии И. А. Туфанова и В. П. Дыбленко под научным руководством Л. А. Ковалевой и Ф. А. Саяхова проведен ряд исследований, направленный на влияние высоко частотного воздействия электромагнитного поля на продуктивные пласты. Испытания проводились в компании «Татнефть» на пластах Ишимбайского месторождения. В ходе проведения испытаний был достигнут эффект разогрева пласта радиусом в 10м [12,13,14,15].

Во время использования электромагнитного воздействия наблюдается прогрев в области призабойной зоны, что приводит к следующим процессам: смена агрегатного состояния веществ, выделение растворенных газов и другим физико-химическим проявлениям. Также отмечается появление упругой газообразной фазы при продолжительной обработке [16,17,18,19].

В работе М. А. Фатыхова, А. И. Худабердина говорится о способностях электромагнитных волн к медленному затуханию, что позволяет распространяться на длинные дистанции в глубь объекта обработки, через токопроводящую среду [20]. Авторами были проведены исследования комбинированного воздействия физико-химических методов с электромагнитной обработкой карбонатных пород, а также на битумный коллектор с предварительной закачкой окислителя. Результаты показали сокращение времени необходимого для прогрева, за счет быстрого увеличения температуры [21,22].

Данный метод имеет следующий способ реализации: в скважину спускают насосно-компрессорные трубы (НКТ) с диэлектрическими шайбами, предварительно спустив обсадную колонну до уровня кровли продуктивного пласта. Нижняя часть насосно-компрессорной трубы, опущенная ниже обсадной колонны выступает излучателем электромагнитных волн. На поверхности около скважины располагается генератор питающий излучатель. Во время работы излучателя происходит прогрев призабойной зоны продуктивного пласта. Далее идет процесс окисления и газирования нефти, за счет закачки воздуха в пласт и

приостановлением работы скважины на недельный период, для достижения термического эффекта. Одним из основных недостатков данного метода является отсутствие применения термоупругой энергии во время процесса обработки электромагнитными полями, а закачиваемый окислитель идет лишь только на вытеснение битума.

Отбор скважиной продукции происходит фонтанным способом. Главный недостаток описанной технологии заключается в том, что в процессе обработки высокочастотными электромагнитными полями не применяется термоупругая энергия, образующаяся при фильтрации окислителя и нагреве пласта, закачанный окислитель идет лишь только на вытеснение битума [23,24].

1.2 Воздействие на призабойную зону продуктивных пластов с использованием энергии взрыва

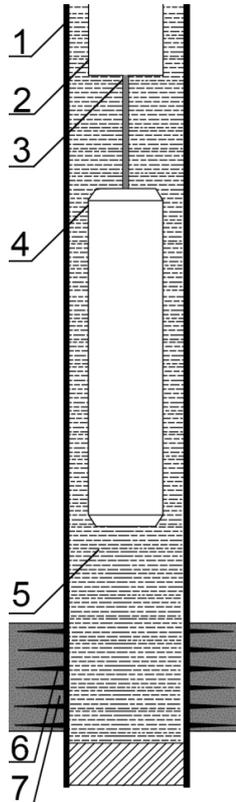
Cuderman J. P., Nothrop D. A была разработана методика воздействия импульсными давлениями на пласт в газовых скважинах, в основе ее реализации лежат пороховые заряды [25]. В методике предусмотрен математический расчет массы заряда на пороховой основе, что позволяет прогнозировать протяженность радиальных трещин. Конечной целью данной методики является формирование новых трещин, соединение ранее непересекающихся природных трещин, что позволит повысить продуктивность скважины.

В монографии Фридляндера Л. Я. «Прострелочно-взрывная аппаратура и ее применение в скважинах» рассмотрен механизм термогазохимического воздействия на пласт, реализуемый за счет применения конверсионных баллистических порохов. Суть метода воздействия заключается в размещении между пороховыми зарядами пластмассовых кольцевых втулок, что позволяет исключить возможность трения зарядов о стенки обсадной колонны при спуске установки до продуктивного пласта [26].

Первые промысловые испытания воздействия на призабойную зону продуктивного пласта устройствами инициации пороховых зарядов проводились

в период 1981 – 1983 гг. [27,28]. По результатам более 1500 скважино-операций можно сделать выводы, что: успешность воздействий на призабойную зону пласта составляет 60%; отмечается наибольшая эффективность от проведения в сочетании с ингибиторами отложений солей, с кислотами и с растворителями отложений парафина; для оптимальной обработки 1м необходимо от 20кг кумулятивных зарядов.

Данный метод имеет следующий способ реализации: устройство, оснащенное пороховыми зарядами, спускается в скважину на каротажном кабеле до уровня продуктивного пласта. При детонации кумулятивной струи создаются импульсы высокого давления и температуры, вследствие чего в продуктивном пласте формируется система трещин. Кроме того, наличие высокой температуры в момент воздействия на призабойную зону пласта ведет к снижению вязкости нефти, расплавлению асфальтеновых, смолистых и парафиновых веществ (рисунок 1.2).



1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ; 3 – каротажный кабель; 4 – скважинное устройство генерирующее импульсное давление за счет инициации пороховых зарядов;
5 – скважинная жидкость; 6 – перфорация; 7 – продуктивный пласт.

Рисунок 1.2 – Схема воздействия на призабойную зону пласта

Так же стоит отметить, что данные методы воздействия на пласт обладают рядом недостатков:

- перед проведением воздействия необходимо понизить уровень статической жидкости, с целью исключения выброса жидкости из скважины;
- в области воздействия обсадная колонна исправна и не должна иметь повреждений;
- сложность контроля уровня максимального давления в скважине, что может привести к деформированию, целостности и герметичности обсадной колонны;
- непродолжительность эффекта от воздействия (до 4 мес.).

1.3 Воздействие на призабойную зону продуктивных пластов волновым воздействием

Одним из перспективных методов воздействия на пласт является применение технологии волнового типа. Применение данной технологии началось в 80-х годах прошлого века. По утверждению многих авторов технология волнового типа, благоприятствует реформированию реологических свойств флюидов, насыщающих продуктивный пласт, а также снижению обводненности продукции, за счет воздействия электромагнитного и волнового полей. Непрерывность процесса волновой обработки снижает процесс кольматации призабойной зоны пласта (ПЗП) [29,30,31,32 ,33].

Развитие данного направления связано с приоритетными исследованиями российских ученых: О. Л. Кузнецова, Р. Ф. Ганиева, А. В. Николаева, В. Н. Николаевского, Э. М. Симкипа и др. Бурное развитие волновых технологий добычи нефти и газа предопределило необходимость более углубленного изучения физики волновых процессов и подготовки будущих специалистов к активному промышленному использованию этих технологий [34].

Президент общероссийской общественной организации «Российская академия естественных наук» (РАЕН) Кузнецов О. Л. в своих трудах утверждает,

что изучение волновых процессов и явлений в пористых средах приводит к созданию новейших технологий поиска, разведки и добычи углеводородного сырья. Вместе с коллегами и единомышленниками Кузнецов О. Л. сформировали базу, позволяющую специалистам, занимающихся созданием новых методов повышения продуктивности скважин и нефтегазоотдачи, получить представление об основных аспектах теории и практики вибрационного и акустического воздействий на пористые среды [35].

На сегодняшний день технология волнового воздействия не утратила свою актуальность, большой опыт в разработке методов и технологий волнового воздействия позволяет классифицировать по четырем направлениям: по расположению источника воздействия (на поверхности Земли, в скважине на уровне продуктивного пласта); по частоте возбуждения колебаний (инфранизкочастотное, акустическое, ультразвуковое, вибросейсмическое); по способу возбуждения (через твердую фазу, а именно скелет породы, через гидродинамическое воздействие) и по степени воздействия (обработка околоскважинной зоны, воздействие на продуктивную залежь) [33,36].

Волновая технология, применяемая в нефтяной отрасли, имеет несколько направлений: волновое воздействие на площадь месторождения с целью интенсификации добычи углеводородов; обработка скважин введенных в эксплуатацию и скважин в процессе бурения.

Данный метод имеет следующий способ реализации: в скважину спускают на силовом кабеле прибор генерации волн до основания продуктивных пластов. Через силовую кабель на прибор подается напряжение, приводя его в рабочее состояние. Испускаемые прибором упругие колебания создают резонанс в призабойной зоне пласта, вследствие чего происходит прогрев данной зоны, сдвиг кольматирующих веществ, увеличение притока флюида из пластов в скважину.

В основе волновых технологий лежат процессы протекающих в самой породе и насыщающих ее флюидах. Как правило данные процессы выражены в дисперсии и искажении фронта волны, это вытекает в изменение скорости

движения флюида в породе, теплообмен, изменение гидростатического и динамического давлений [37].

Ученые Гулый Г. А. и Бочаров Ю. Н. в своих работах приводят различные скважинные преобразователи получения волнового воздействия: гидравлический; пьезокерамический; электрогидравлический и др. Каждый источник работает в определенном частотном диапазоне. Описанные преобразователи имеют слабый спектр частот, необходимый для создания волнения в продуктивных пластах, за исключением одного [38,39].

В основе электрогидравлического преобразователя лежит пробой жидкости электрическим разрядом, либо взрыв калиброванного металлического проводника, содержащие большой диапазон частотных упругих колебаний (до нескольких сотен КГц).

1.3.1 Описание принципа действия акустических технологий

К акустическим методам относят методы воздействия на продуктивный пласт колебаниями упругого типа, обладающими волновым характером.

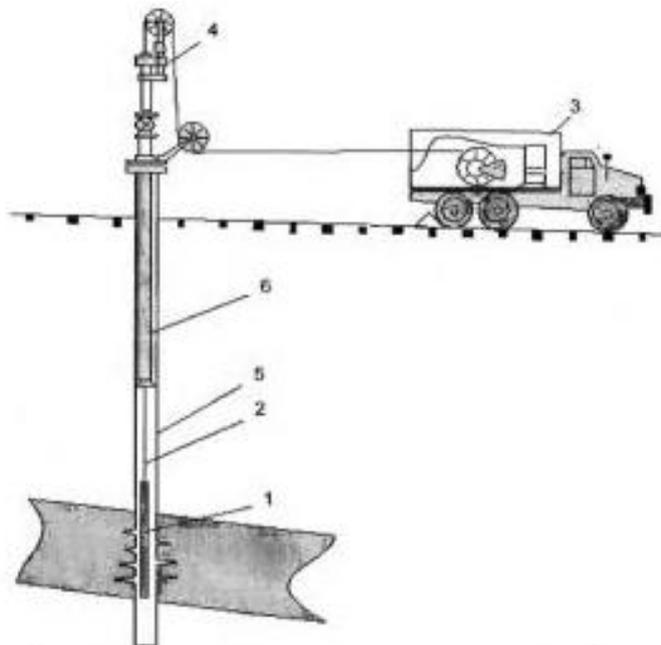
Акустическое воздействие с технологической точки зрения реализуется просто. В скважину, на уровень продуктивного пласта спускается акустический излучатель, который соединен с блоком управления установленным на поверхности (Рисунок 1.3).

Данный метод имеет следующий способ реализации: в скважину спускают звуковой излучатель на геофизическом кабеле или перед спуском штатного подземного оборудования в скважину к нему крепится на подвесе, например, НКТ.

Разместив звуковой излучатель напротив продуктивного пласта, излучает последовательно в околоскважинное пространство и продуктивный пласт акустические сигналы с различными характеристиками воздействия в течение эффективного времени воздействия. Обрабатываются отдельные участки перфорированной зоны скважины, учитывая данные текущих показателей работы

скважины и состояния разработки месторождения режимами излучения, рассчитанными исходя из конкретных геолого-физических характеристик пластов.

В период с 2010 по 2012 гг. на Самотлорском месторождении было проведено акустическое воздействие ультразвукового типа на призабойную зону пласта. За указанный период было обработано 68 нефтяных скважин, относящихся к низкодебитным. Средний дебит нефти до обработки составлял 3,23 т/сут, после обработки средний прирост дебита нефти составил 4,4 т/сут., успешность обработок 80% [40].



1 – скважинный источник ВЧ акустических колебаний; 2 - кабель; 3 - наземная геофизическая станция с генератором, пультом управления и лебедкой; 4 – блок и лубрикатор; 5 – обсадная колонна; 6 – насосно-компрессорные трубы.

Рисунок 1.3 - Общий вид аппаратуры акустического воздействия

За счет акустического воздействия в продуктивном пласте возникают процессы массопереноса, что объясняет ее эффективность.

Согласно исследованиям, проведенным И. А. Оrentлихермановым совместно с коллегами было доказано, что при распространении акустических волн в продуктивном пласте наблюдается смещение насыщающей среды относительно поровых каналов, за счет образования потенциалов между различными точками продуктивной среды (массоперенос).

Массоперенос в поле акустических волн обусловлен возникновением в каждой точке порового пространства среды высоких знакопеременных градиентов давления, переменных во времени.

Воздействие акустических полей основано на изменении реологической структуры жидкости, что способствует увеличению скорости фильтрации.

Как показали многолетние исследования акустической технологии на нефтяных месторождениях, эффективность определяется типом излучателя, местом его установки и режимом его работы [41,42].

1.3.2 Описание принципа действия электро-гидроударной технологии

Воздействие электро-гидроударами – перспективный метод интенсификации притока, который достигается без использования вспомогательных агентов и нарушения эксплуатационных качеств пласта. Данное воздействие реализуется за счет формирования импульсного электроразряда в жидкой среде, образуя высокое давление, электромагнитное поле и температуру. Факторы, влияющие на возникновение электро-гидроудара это длительность и крутизна фронта импульса тока, а также амплитуда. Длительность импульса тока показывает скорость его возникновения, измеряется в микросекундах, тем самым мощность может достигать десятков сотен киловатт (Кв). Крутизна фронта импульса тока определяет скорость расширения канала в момент разряда. Данные факторы обуславливают быстрому возникновению и повышению давления в скважине около продуктивного пласта

Импульсное гидравлическое давление высокого и сверхвысокого типа является основным фактором электро-гидроударного эффекта. Данный фактор способствует возникновению: ударной волны на больших скоростях; кавитационных процессов; электромагнитного поля; механически-амплитудного резонансного явления, влияющие на процесс отслаивания многокомпонентных твердых тел друг от друга и другие явления.

Передвижение жидкости во время кавитационных схлопываний способствует разрушению материалов не металлического типа, сопровождаясь звуковыми колебаниями дополнительно разрушает уже измельчённые материалы (парафины, смолы, асфальтены и др.). Данный процесс повторяется нужное количество раз, при выставленных параметрах емкости, напряжения и мощности питающего элемента.

Л. А. Юткин во время проведения первых экспериментов установил, что в процессе электрического разряда в жидкости, между разрядными контактами образуется высокое давление, размер которого сопоставим с мощностью импульса. Образовавшееся гидравлическое давление имеет тенденцию к быстрому затуханию, по мере удаления от точки разряда.

За счет образования высокого давления во время электрического разряда в жидкости, жидкость получает ускорение и пропорционально распространяется во все стороны. В этот момент в канале разряда возникает кавитационная полость, возбуждая первый гидравлический удар. После, образовавшаяся полость начинает закрываться, образуя второй гидравлический удар. Описанный выше процесс, является полноценным циклом электро-гидроударного воздействия (ЭГВ). Данный цикл можно повторять необходимое количество раз, с заданными параметрами [43,44].

Обзор исследований, выполненных в последние десятилетия Н. П. Герасимовым, Ф. Ф. Легуша, Б. М. Поляшевым, К. А. Наугольных и др. позволяет разделить пробой электроэнергии в жидкостях на стадии по разным проводимостям электроэнергии: низкая проводимость у жидкости имеет минимальный расход энергии (может достигать до нескольких процентов от общей энергии источника). При средней проводимости расход энергии возрастает в момент пробоя, при этом наблюдается сокращение длины пробития между электронными промежутков. Данное утверждение характерно при больших значениях проводимости электроэнергии.

Кицис С. И., Белоусов П. Л. и Ульянов М. В. в своей работе «Перспективы применения метода электровоздействия на продуктивный нефтегазосодержащий

пласт для интенсификации притоков нефти к скважинам» описывают проблемы загрязнения околоскважинной зоны пространственно-временными структурами, что приводит к снижению скорости фильтрации. Описанная проблема не утратила своей актуальности и по сей день [45].

Известен похожий способ предложенный компанией «Electro-Petroleum, Inc.» (патент № 2303692) обработки скважин виброволновым методом с целью увеличения нефтеотдачи. Данный способ реализуем за счет электрического тока с инициированием окислительно-восстановительной реакции. Способ реализации: в парных скважинах погружают электроды, между которыми создают разность напряжений, за счет смещения переменной составляющей тока. Полученная амплитуда обеспечивает окислительно-восстановительную реакцию, которая приводит к разбивке длинных цепей углеводородов молекулярной массы, на более мелкие, создавая гидрирование нефти. Что приводит к следующим положительным эффектам: снижению вязкости нефти, повышению ее качества, за счет протекания катализирующих электрохимических процессов.

К недостаткам данного метода можно отнести постоянное использование высоковольтного тока переменного типа, т.е. для его реализации необходимо большое количество электроэнергии, что значительно множит затраты, приводя к повышению себестоимости добываемой нефти [17,46].

Существенный вклад в исследования, разработку и практическое использование электро-гидроударных методов внесли отечественные и зарубежные ученые: Р. Р. Хусаинов, А. В. Максютин, А. А. Молчанов, А. Т. Горбунов, И. М. Астрахан, И. М. Ахметов, Э. А. Ахметшин, А. С. Купавых, М. А. Садовский, О. Л. Кузнецов, Р. К. Ишкаев, В. Н. Николаевский, В. Simon и многие другие.

Плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) – один из волновых методов интенсификации добычи нефти, основой технологии является электрический взрыв проводника. Образуется плазменный канал, а сам проводник превращается в пар с высокой плотностью, температурой и высоким давлением, представляя собой ударную волну, которая распространяется со сверхзвуковой скоростью.

При взрыве проводника в жидкой среде в полости скважины максимальное давление достигается в момент сжатия среды в ударной волне [47].

Электрический взрыв проводника в зависимости от сопротивления материала можно классифицировать на несколько типов:

- Плавление – подводимая энергия не достигает уровня, требуемого для полного испарения. В этом случае проводник не испаряется, а лишь распадается на капли или просто перегорает;
- Медленный взрыв – время для испарения проводника велико по сравнению с временем развития нестабильностей в расплавленном проводнике. Это означает, что процесс взрыва проводника идет медленно (физические искажения оказывают влияние на характер его протекания);
- Быстрый взрыв – время испарения мало по сравнению с постоянной устойчивостью, т.е. относительно характера взрыва можно сказать, что процесс протекает достаточно быстро, что какие-либо значительные изменения формы не успевают проявиться;
- Взрывная абляция – в сравнении с электротермической временной постоянной, время испарения крайне мало. Это означает, что необходимое время для проникновения температуры аналогично точке кипения.

В качестве иллюстраций можно привести зависимость $p = p(w)$ при взрыве медных (Cu) (рисунок 1.4), золотых (Au) (рисунок 1.5) и никелевых (Ni) проводников (рисунок 1.6).

Из рисунков видно, что с увеличением плотности тока взрыв «сдвигается» в сторону увеличения введенной в материал энергии [48,49].

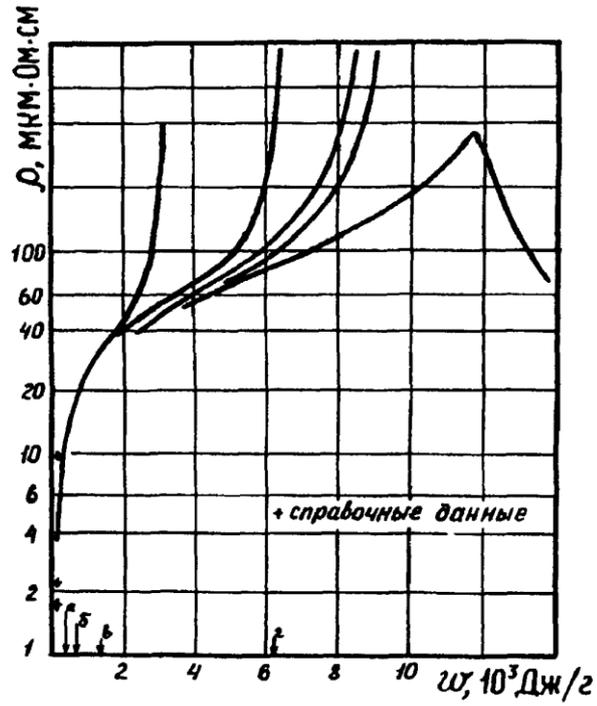


Рисунок 1.4 – Удельное сопротивление медного (Cu) калиброванного проводника от удельной энергии

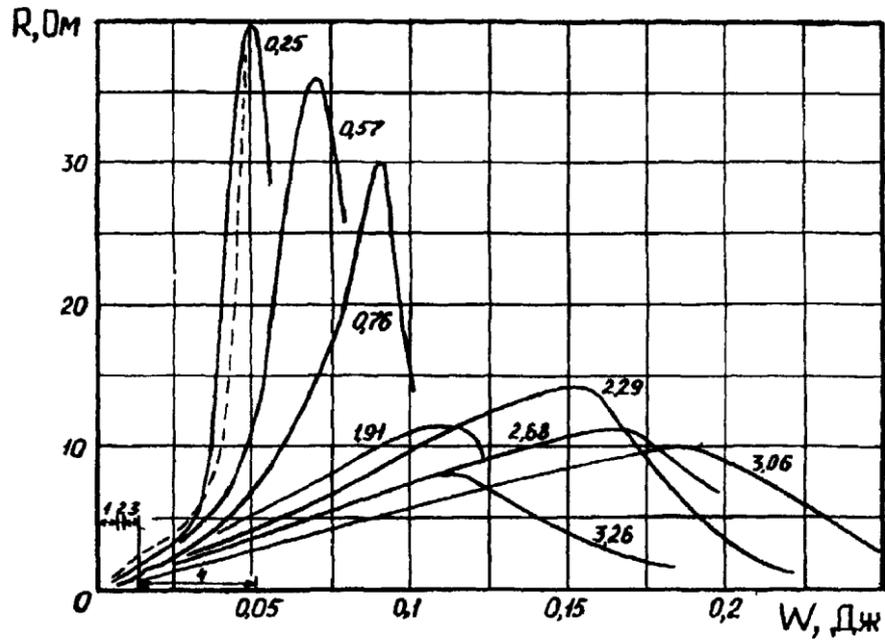


Рисунок 1.5 - Удельное сопротивление золотого (Au) калиброванного проводника от удельной энергии

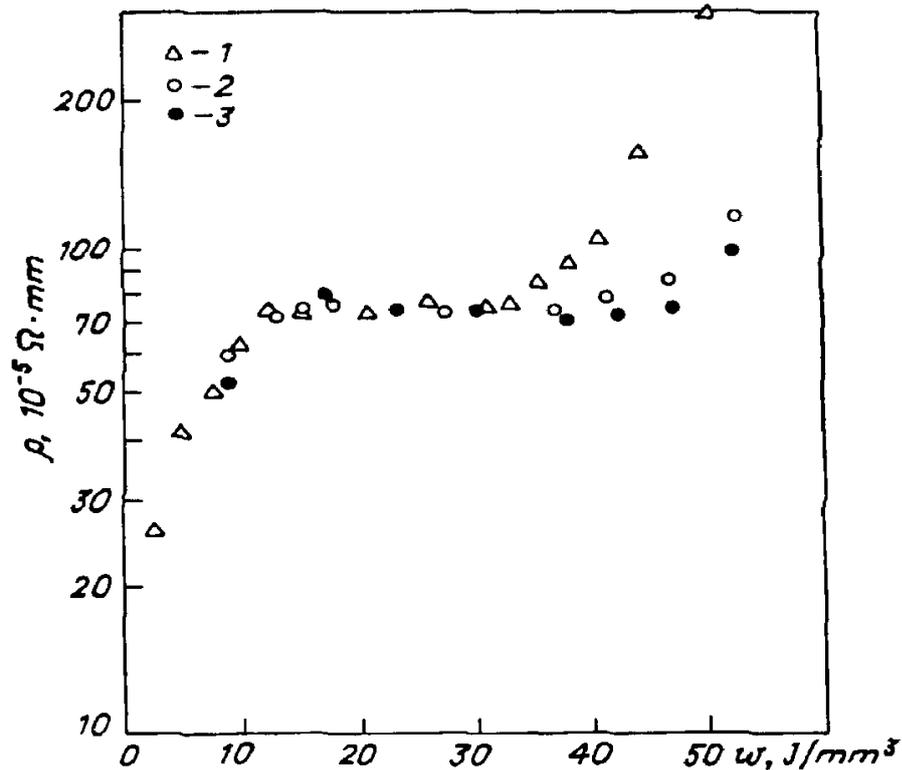
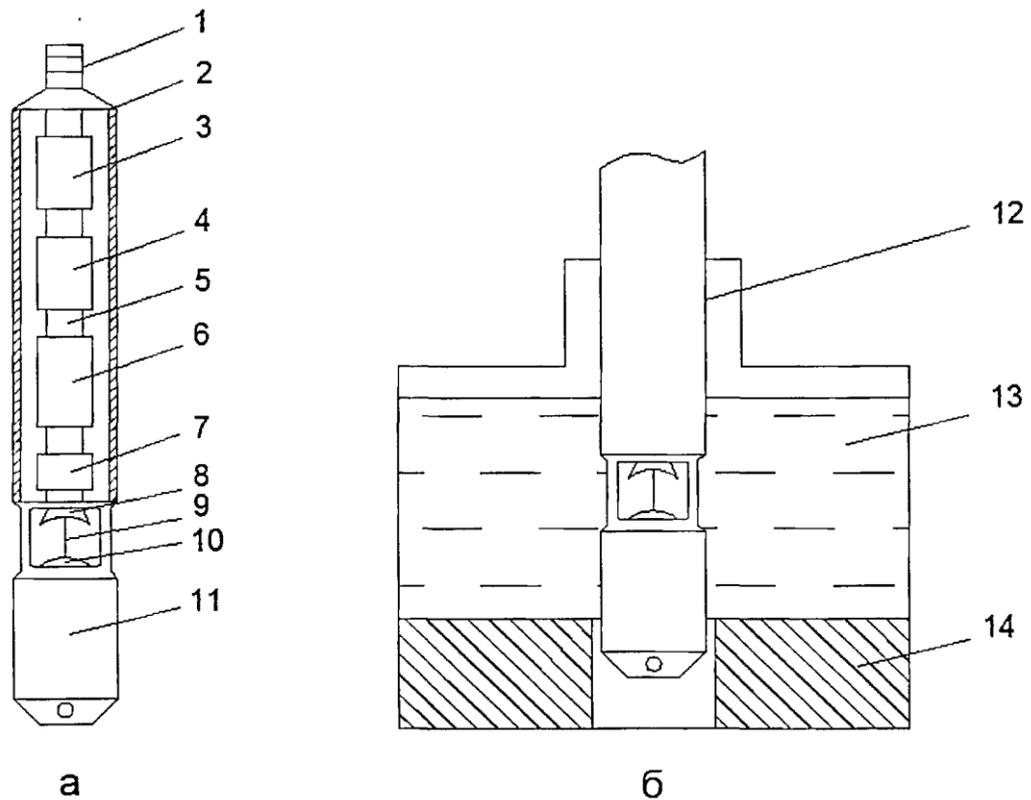


Рисунок 1.6 - Удельное сопротивление никелевого (Ni) калиброванного проводника от удельной энергии

В диссертации А. В. Максютин «Комплексная технология плазменно-импульсного и физико-химического воздействий на продуктивный пласт для интенсификации добычи нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами» (Санкт-Петербург, 2009г) рассматривается возможность, а так же эффективность совмещения электро-гидроударного воздействия достигается через электрический взрыв проводника и физико-химические методы обработки пласта. Для проведения исследований автором был разработан экспериментальный стенд (Рисунок 1.7). В разработанный стенд заливалась модель нефти, и проводились воздействия технологией ПИВ. Исследования проводились на дегазированной нефти из залежей верхнего карбона Республики Татарстан и нефти Усинского месторождения Республики Коми.



1- соединение с геофизическим кабелем; 2 - корпус скважинного прибора; 3 -высоковольтный трансформатор; 4 - высоковольтный блок; 5 - соединительные линии; 6 - блок накопительных конденсаторов; 7 - устройство управления прибором; 8, 10 - электроды излучателя; 9 - плазменный канал; 11 - корпус с устройством для формирования плазменного канала; 12 - источник плазменно-импульсного воздействия; 13 - модель пластовой жидкости; 14 - бетонный фундамент с отверстием для корпуса прибора.

Рисунок 1.7 – Схемы источника плазменно-импульсного воздействия (а) и экспериментального стенда (б)

Проведенные А. В. Максютиним исследования показали, что применение комбинированных плазменно-импульсного и физико-химического воздействий, позволяет снизить эффективную вязкость нефти до 30%, при этом проявление тиксотропных свойств снижается до 48%.

Из результатов исследования эффективной вязкости нефти после плазменно-импульсной обработки представленных на рисунке 1.8 отмечается снижение напряжения сдвига нефти на 20-25%. Максютин А.В. отмечает, что при проведении плазменно-импульсного воздействия значительное влияние оказывает один из эффектов от воздействия (тепловая обработка), т.е. воздействие технологией способствует снижению минимального необходимого сдвига для приведения флюида из состояния покоя в движение.

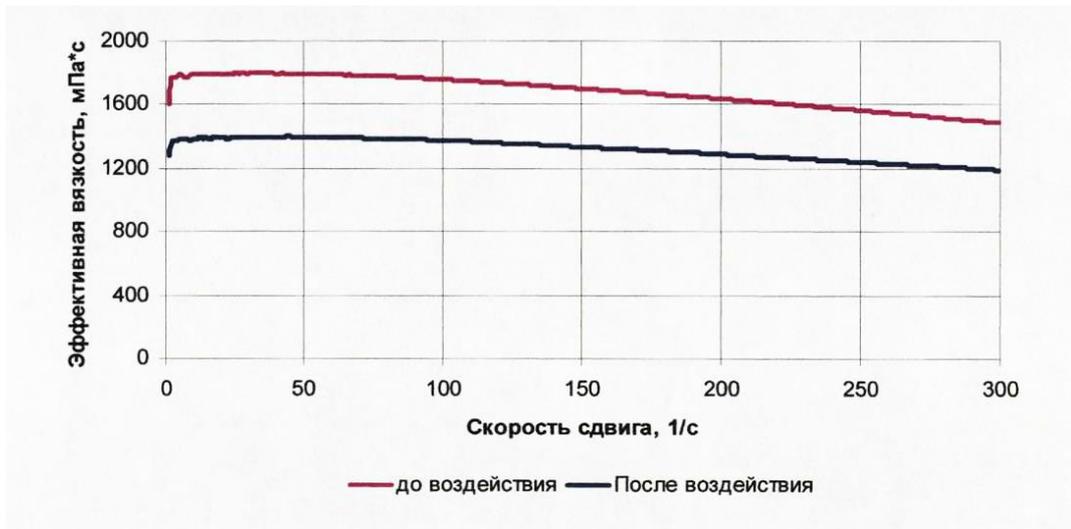


Рисунок 1.8 – Реологическая линия нефти Усинского месторождения

В диссертационной работе Хусаинова Р.Р. «Обоснование комбинированной технологии повышения нефтеотдачи пластов с применением поверхностно-активных веществ и плазменно-импульсной технологии» (Санкт-Петербург, 2014г) описан принцип работы электро-гидравлической технологии, получаемый за счет электрического взрыва проводника (ПИВ).

Хусаиновым Р.Р. экспериментально установлено, что изменением диаметра проводника можно регулировать длительность импульса (Рисунок 1.9).

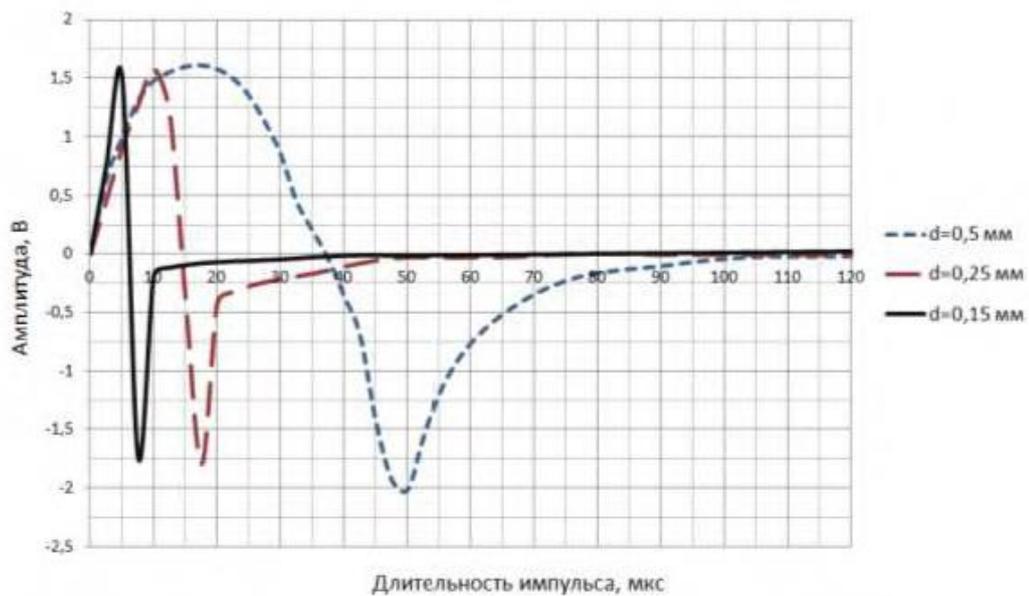
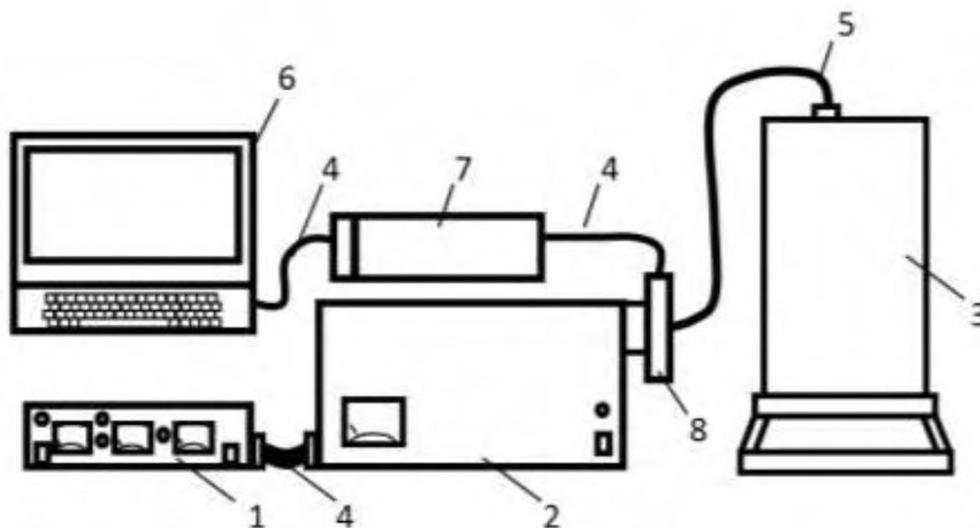


Рисунок 1.9 – Изменение характеристик импульсов от диаметра калиброванного проводника

Хусаинов Р. Р. совместно с ООО «Научно-производственный центр «ГеоМИР» разработали экспериментальный стенд, моделирующий плазменно-импульсное воздействие (Рисунок 1.10).

На разработанной установке приводились исследования влияния комбинированного воздействия неиногенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) и плазменно-импульсной технологии на эффективную вязкость нефти. Проведенные исследования на нефти Усинского месторождения (характеризующаяся высокосмолистой и высоковязкой) показали, что после обработки увеличение коэффициента вытеснения нефти составило 31,8%. Для нефти Фианского месторождения (характеризующаяся большим содержанием парафинов) увеличение коэффициента вытеснения составило 7,5%.

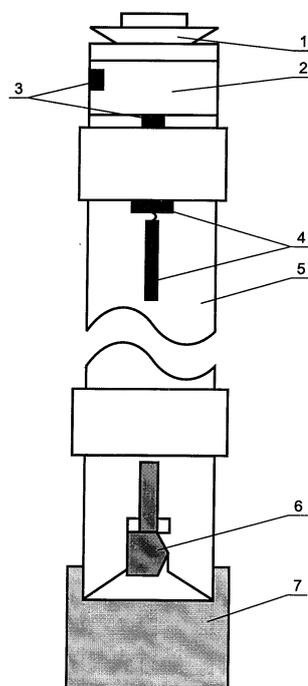
Проведенные исследования Р.Р. Хусаиновым показали, что комбинированное воздействие позволяет интенсифицировать процессы диффузии нефтерастворимых компонентов из водного раствора в нефть и значительно повысить технологическую эффективность применения водных растворов неиногенных поверхностно-активных веществ [50,51,52,53,54,55,56,57].



1 – блок питания и управления; 2 – накопительный блок; 3 – камера формирования широкополосного импульса; 4- соединительный кабель; 5 – высоковольтный кабель; 6 – портативный компьютер; 7 – аналого-цифровой преобразователь; 8 – измерительный трансформатор тока

Рисунок 1.10 - Схема экспериментального стенда

В трудах Р.К. Ишкаева описан метод воздействия на призабойную зону пласта, который успешно прошел промысловые испытания на промыслах АО «Татнефть». Общий схематический вид устройства представлен на рисунке 1.11.



1 – геофизический наголовник; 2 – электронный блок; 3 – блок измерительных датчиков; 4 – исполнительный узел; 5 – камера; 6 – выпускной клапан; 7 – нижняя часть трубы для крепления насадок.

Рисунок 1.11– Принципиальная схема устройства имплозионного блока

Принцип работы оборудования следующий: генератор воздействия спускается по кабелю до уровня продуктивного пласта с последующим открытием клапана камеры. При его открытии происходит мгновенное ее заполнение, что приводит к формированию депрессии на призабойной зоне пласта до максимальных показателей, тем самым происходит механическая очистка. Загрязнённый флюид заполняет камеру, и клапан закрывается. Затем следует обрушение столба жидкости, находящегося в стволе скважины и происходит обработка околоскважинной зоны импульсом высокого давления. При этом клапан камеры открывается и закрывается, а флюид, обладающий хорошей сжимаемостью, играет роль резонатора колебаний. Данный процесс повторяет множество раз с затуханием амплитуды колебания давлений.

Промысловые испытания показали, что после каждого воздействия количество загрязнений уменьшалось, что позволяет говорить о хорошей эффективности данного метода. На данный момент методика проходит детальные исследования. На пример, исследования на нагнетательные скважины с различными жидкостями (промысловая вода, пресная вода) показали различную степень воздействия по амплитуде колебаний. При этом успешность обработок скважин, закачивающих промысловые воды оказалось выше, чем по скважинам с пресной водой, это обусловлено составом загрязнений. Околоскважинная зона при закачке промысловых вод загрязняется в большей мере компонентами плохой очистки (окисленная нефть, парафин и т.д.). В тоже время при работе скважин с пресной водой отмечается загрязнения солью, илистыми частицами и т.д. Соединение данных отложений приводит к формированию в околоскважинной зоне ментированных конгломератов и разработанная технология воздействия не способна их разрушить.

Результаты воздействия применения описанной технологии представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Эффективность воздействия на скважинах ПАО «Татнефть»

| Кол-во скв. | Средний прирост за отработанное время т/сут. | Текущая эффективность, т. на 1 скв. | Накопленная дополнительная добыча, т. |
|-------------|--|-------------------------------------|---------------------------------------|
| 202 | 3,0 | 975,4 | 197032 |

Результаты испытаний показали хороший результат, однако технология изучена не в полной мере и на данный момент продолжают работы по исследованию гидроимпульсного воздействия и возможны самые нетрадиционные области использования данного метода [58,59,60,61,62].

Все вышеперечисленные характеристики позволяют рекомендовать технологию электро-гидроудара. Однако для обоснования эффективности применения электро-гидроудара без использования дополнительного проводника в качестве резонанса необходимо проведение комплекса лабораторных экспериментальных исследований.

2. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЛИЯНИЯ ЭЛЕКТРО-ГИДРОУДАРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОБРАЗЦЫ ГОРНЫХ ПОРОД

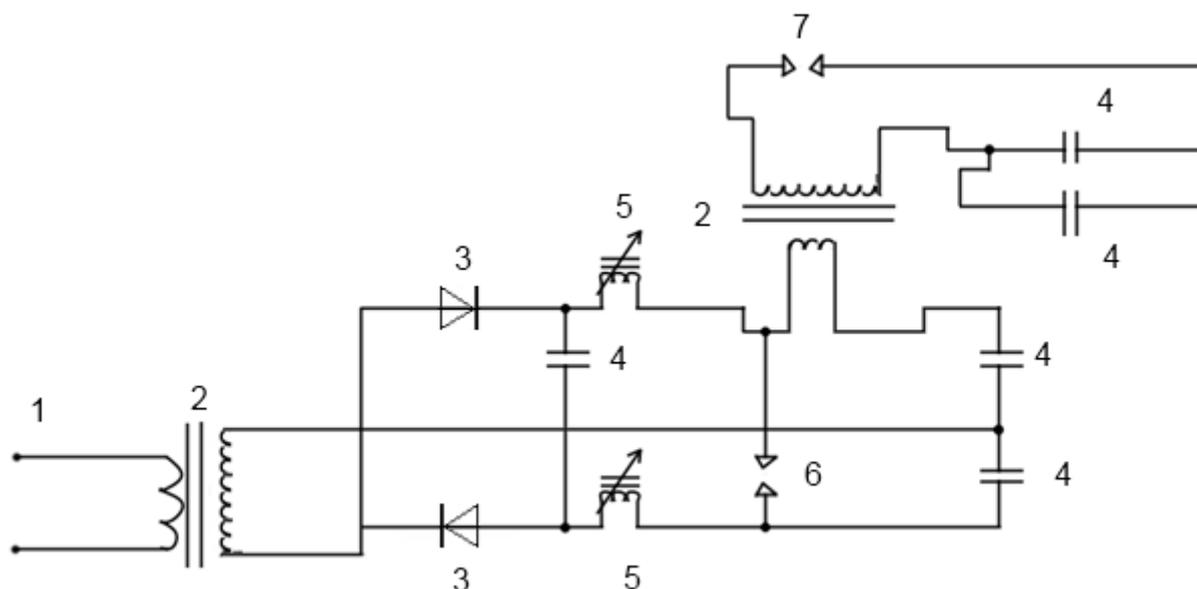
2.1 Разработка экспериментальной лабораторной установки, генерирующей импульсное воздействие на насыщенные образцы горных пород.

По мнению президента общероссийской общественной организации «Российская академия естественных наук» Кузнецова О.Л., всестороннее исследование волновых процессов, происходящих в пористой среде, насыщенной многокомпонентной смесью флюидов, открывает свежий взгляд на микро- и макропроцессы, происходящие в акустическом поле при их фильтрации, что, в свою очередь, позволяет создавать совершенно новые технологии повышения эффективности выработки запасов углеводородного сырья. Олег Леонидович Кузнецов является одним из основоположников экспериментальных исследований акустического воздействия. В своих работах вместе с единомышленниками он создал сложную аппаратуру для таких исследований и провел большое количество экспериментов и промысловых испытаний, при этом, наиболее эффективные технические средства для реализации технологий повышения нефтеотдачи пласта и интенсификации притока были им запатентованы [35].

В предыдущем разделе были рассмотрены существующие методы гидроимпульсного воздействия на пласты продуктивного типа. Согласно проведенному литературному анализу, можно сделать вывод, что технология исследована время отсутствуют экспериментальные работы, позволяющие оценить влияние импульсов давления на фильтрационно-емкостные свойства поровой среды не в полной мере, отсутствует в достаточной степени экспериментальная база, в частности по влиянию электро-гидроударов на ФЕС горной породы. Поэтому, для понимания влияния электро-гидроударов на фильтрационно-емкостные характеристики призабойной зоны нефтесодержащего

пласта, актуально провести исследования, которые покажут влияние воздействия электро-гидроударов различной мощности. Для достижения данной цели при грантовой поддержке ФГБУ «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере» (Фонд содействия инновациям) (1682ГУ1/2014 от 13.03.2014г. и № 6044ГУ2/2015 от 15.06.2015г.) была собрана установка, которая позволяет проводить исследования по влиянию электро-гидроударов на образцы горных пород (Приложение А.1, А.2) [59,63,64].

На рисунке 2.1 изображена принципиальная электрическая схема установки



1 – источник питания; 2 – повышающий трансформатор; 3 – диод; 4 – высоковольтный конденсатор; 5 – дроссель; 6 – искровой промежуток; 7 –разрядник.

Рисунок 2.1– Принципиальная электрическая схема установки.

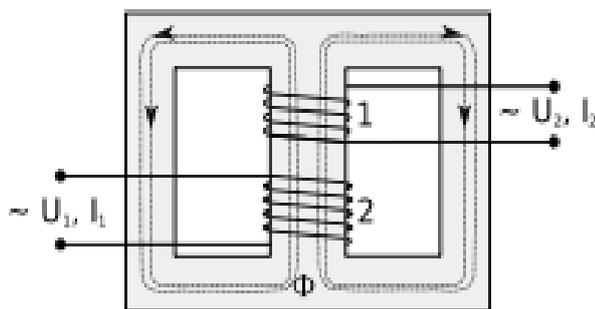
Принцип работы электрической части установки: подаваемое напряжение на повышающий трансформатор, регулируется лабораторным автотрансформатором (ЛАТР). После повышения напряжения, ток движется на преобразователь электрической энергии (преобразование входного электрического тока переменного направления, в ток постоянного направления) и затем на накопительные конденсаторы большой емкости, около которых располагается воздушный промежуток. Основное предназначение воздушного промежутка, это защита от перенапряжения. В случае при достижении определенного напряжения на электродах проводимость воздушного промежутка

резко увеличивается, а возникающий в нем электрический пробой ведет к снижению напряжения, предотвращая повреждение электрооборудования. Когда энергия в конденсаторах накапливается до нужного значения, она движется на второй повышающий трансформатор, а затем на высоковольтные накопительные конденсаторы большой емкости. В момент накопления, на конденсаторах повышается напряжения до заданного значения, при котором пробой и вся энергия, запасенная в конденсаторах мгновенно поступает на электроды, находящиеся вблизи друг от друга в жидкости, где выделяется в виде короткого электрического импульса большой мощности. Вышеописанная процедура может повторяться необходимое количество раз.

Далее рассмотрим подробнее оборудование, входящее в состав разработанной установки:

1. Блок генерирования высокого напряжения (рисунок 2.2) – Основное назначение повышение напряжение от основного источника питания имеет следующие эксплуатационные характеристики:

| | |
|----------------------|--------|
| Напряжение входное | 220В |
| Напряжение на выходе | 2200В |
| Мощность | 2200Вт |
| Рабочая частота | 520Гц |
| Сила тока | 850мА |



1 – первичная обмотка 2- вторичная

Рисунок 2.2 – Повышающий микроволновый трансформатор 2В72876А

2. Высоковольтные конденсаторы К-75-40 –конденсаторы направленные на накопление энергии в импульсном режиме, емкость $100 \text{ мкФ} \pm 5\%$, номинальное

напряжение 3000 В (рисунок 2.3) Сопротивление изоляции между выводами – 15 000 МОм

Предельные эксплуатационные характеристики:

| | |
|--------------------------------------|--|
| Температура окружающей среды: | от – 60 °С до +70 °С; |
| Относительная влажность воздуха: | |
| для исполнения В при 35°С | 98 %; |
| для исполнения УХЛ при 25°С | 98 %; |
| Изменение емкости, С, | ± 10, 20 %; |
| Номинальная емкость | 2 -100 мкФ; |
| Тангенс угла диэлектрических потерь: | max 0,008; |
| Сопротивление изоляции | min 15000 МОм; |
| Постоянная времени | $U_r < 1600 \text{ В}, 500 \text{ МОм} \cdot \text{мкФ};$ |
| | $U_r = 1600, 2000 \text{ В}, 1000 \text{ МОм} \cdot \text{мкФ};$ |
| | $U_r > 2000 \text{ В}, 3000 \text{ МОм} \cdot \text{мкФ};$ |
| Атмосферное давление | $0,133 \times 10^{-6} - 294 \text{ кПа};$ |
| Вибрация с ускорением | 1-2000Гц, 10г; |
| Многokратные удары с ускорением | 40г; |
| Одиночные удары с ускорением | 500г; |

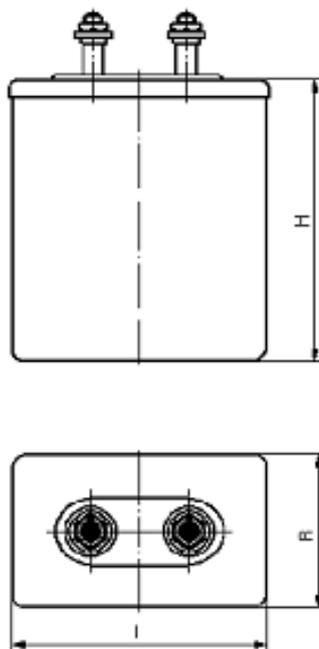


Рисунок 2.3 – Высоковольтный конденсатор К75-40

3. Лабораторный автотрансформатор (ЛАТР) TDGC2-0,5. Автотрансформатор предназначен для регулирования напряжения в ручном режиме (рисунок 2.4).

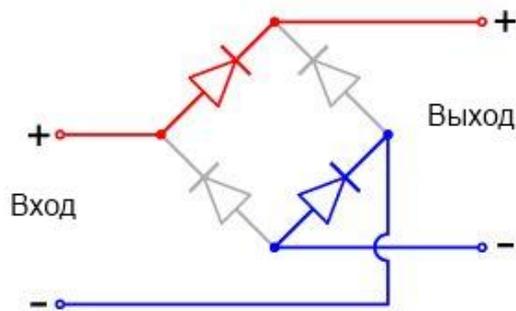
Эксплуатационные характеристики:

| | |
|------------------------|----------------|
| Мощность | 0,5кВа; |
| Максимальный ток | 2А; |
| Диапазон регулирования | 0-250В; |
| Габаритные размеры | 135x132x150мм; |
| Масса | 3,3кг; |

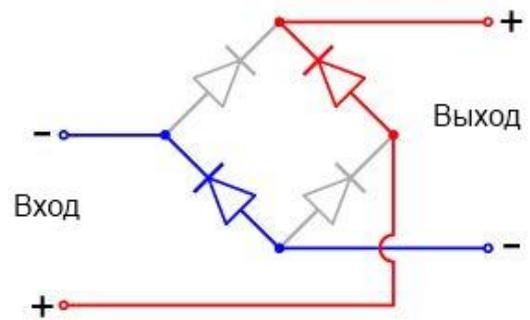


Рисунок 2.4 – Лабораторный автотрансформатор TDGC2-0.5

4. Выпрямитель тока. На выпрямитель тока подается переменное напряжение, в каждый из полупериодов ток проходит через два диода, в то время как два других диода закрыты. (Рисунок 2.5а и 2.5б.) Цель данного элемента установки преобразование переменного тока в постоянный, для заряда конденсаторов.



а) Выпрямление положительной
полоуволны



б) Выпрямление отрицательной
полоуволны

Рисунок 2.5 - Работа выпрямителя тока

5. Высоковольтные резисторы С2-33. В электрической цепи установки играют важную роль. Данные резисторы используются для сопротивления и качественного распределения электрического тока между высоковольтными конденсаторами (рисунок 2.6). Расположены последовательно в количестве 3 шт. для каждого конденсатора.

Эксплуатационные характеристики:

Номинальное сопротивление

2МОм;

Допустимое отклонение

1%;

Номинальная мощность

0,25 Вт;

Макс.рабочее напряжение

250 В;

Рабочая температура

от -55 до +155 °С;

Длина корпуса L

6,8 мм;

Диаметр корпуса D

2,5 мм;



Рисунок 2.6 – Высоковольтный резистор С2-33

Электростатический киловольтметр С196. Основное назначение, измерение напряжения переменного и постоянного тока в широком диапазоне (рисунок 2.7). Имеет возможность работать в электрических цепях заземленного и незаземленного типа.

Данный прибор имеет три диапазона показаний от 0 до 7,5 кВ, от 0 до 15 кВ и от 0 до 30 кВ. Рабочая частота варьируется в зависимости от выбранного диапазона: от 20 Гц до 15 МГц в диапазоне показаний от 0 до 7,5 кВ, от 20 Гц до 8 МГц в диапазоне показаний от 0 до 15 кВ, и от 20 Гц до 2 МГц в диапазоне показаний от 0 до 30 кВ. Предел допускаемой погрешности в нормальных условиях $\pm 1.0\%$.



Рисунок 2.7 - Киловольтметр С196

Высоковольтные кенотроны ВИЗ -18/32 предназначены для преобразование переменного тока в установку и подавления нестационарных, импульсных процессов (рисунок 2.8).

| | |
|--|----------------|
| Напряжение канала, | 17В |
| Ток накала, | 4,6 – 5,6А |
| Ток анода в импульсе (при палении напряжения на аноде 5кВ), | не менее 18А |
| Емкость анод-катод, | не более 12 пФ |

Ток анода в импульсе

в течение 750 ч эксплуатации,

не менее 14,5А

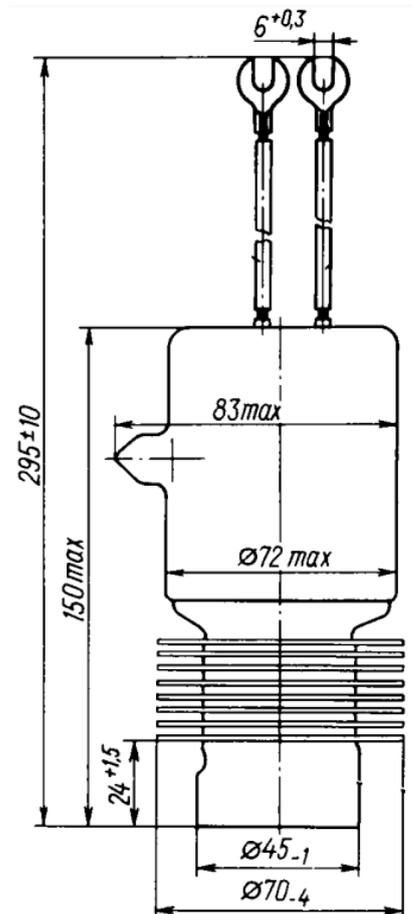
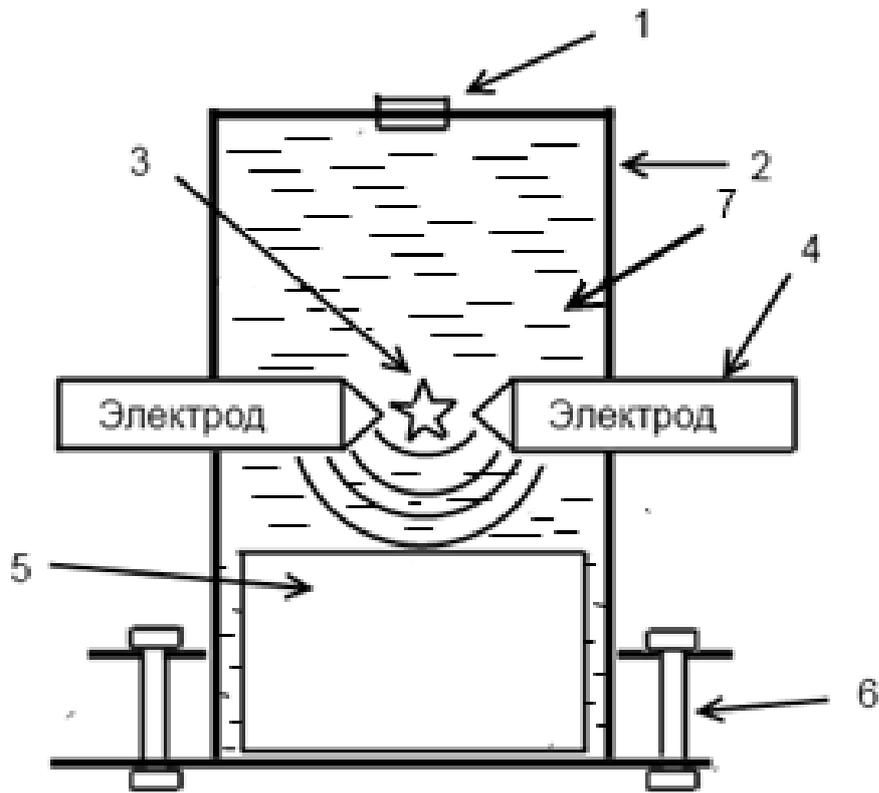


Рисунок 2.8 - Кенотрон высоковольтный ВИЗ-18/32

Дроссель. Основное предназначение, блокирование импульсных «помех» (высокочастотных при прохождении постоянного тока и ниже частоты переменного тока) в электрической цепи после блока генерирования высокого напряжения, представляющая собой катушку индуктивности.

Воздушный промежуток. Предназначен предохранять элементы электрической цепи от перенапряжений. Во время возникновения перенапряжения, происходит воздушный пробой, с последующим быстрым падением напряжения. Это позволяет избежать критических показателей работы установки [65].

Схема гидродинамической части представлена на рисунке 2.9.



1 – обратный клапан; 2 – металлический корпус; 3 – инициации воздействия; 4 – электроды; 5 – образце горной породы; 6 – болты для соединения креплений для фиксации образца; 7 – вода

Рисунок 2.9 – Схема гидродинамической части установки

Гидродинамическая часть установки состоит из металлических труб с толщиной стенок 10 мм, способных выдержать высокое давление образующиеся во время импульсного разряда тока.

Принцип работы гидродинамической части установки: в металлический корпус (2) помещается и фиксируется подготовленный образец горной породы (5). Через обратный клапан (1) внутреннее пространство рабочей камеры полностью заполняется рабочей жидкостью (7). В качестве рабочей жидкости выбирается минерализованная вода – раствор дистиллированной воды с NaCl известной концентрации. Через тот же клапан (1) к рабочей камере подключается вакуумный насос и жидкость вакуумируется в течение 8 часов, согласно ГОСТу 26450.2-85. Далее на электроды (4) с заостренными конусообразными краями между, которыми при подаче необходимого напряжения происходит разряд электрической энергии в виде электрического импульса(3). В момент электрического

импульса, образуется давление, которое воздействует на образец горной породы. По окончании обработки через клапан стравливается давление с целью извлечения и замены образца горной породы.

2.2 Методика проведения исследований по воздействию электро-гидроударного воздействия на образцы горной породы

Данный раздел устанавливает методику измерения электро-гидроударного воздействия на водо-нефтенасыщенных образцов песчано-глинистых пород в нормальных условиях.

Метод измерения электро-гидроударного воздействия основан на изменении значений двух показателей: количество разрядов на один образец горной породы и выходное напряжение на разрядные контакты.

Свойство горных пород проводить электрический ток характеризуется их удельной электропроводностью или величиной обратной ей - удельным электрическим сопротивлением $\rho_{п}$. Величина $\rho_{п}$ измеряется в Ом·м).

Большинство горных пород имеют ионную проводимость. Образующие их минералы плохо проводят электрический ток, поэтому электрическая проводимость породы в основном вызывается проводимостью пластовой воды, заполняющей поровое пространство.

При выполнении измерений необходимо соблюдать следующие требования по технике безопасности:

- Электробезопасность при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.019.
- Организация обучения работающих безопасности труда по ГОСТ 12.0.004.
- Пожарная безопасность в лабораторных помещениях по ГОСТ 12.1.004.

При проведении лабораторных фильтрационных экспериментов по определению коэффициентов пористости и проницаемости использовалась коллекция образцов естественного кернового материала. Подготовка образцов керна, а также проведение исследований были выполнены в соответствии со следующими нормативными документами: ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные.

Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств», ГОСТ 26450.1-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением» и ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации» [66,67,68,69,70].

Перед проведением исследований непосредственно в разрядной камере образец горной породы насыщали моделью пластовой воды на сатураторе, насыщенный образец горной породы выдерживался в статике не менее 20 часов.

Особенностью проводимых опытов является и то, что до и после проведения электро-гидродарного воздействия, образцы горной породы анализируются на компьютерном рентгеновском микротомографе.



Рисунок 2.10 - Микротомограф «Skyscan 1172»

Данный метод позволяет оценивать изменения в структуре пустотного Компьютерный рентгеновском микротомографе предназначен для реконструкцию бинарных моделей рентгеновских изображений в трехмерное пространство (Рисунок 2.10). Образец горной породы устанавливается на вращающийся столик расположенный в сканере, в ходе работы сканера, из источника испускаются рентгеновские лучи, проходя через исследуемый образец оставляя на приемнике теневые проекции. Фиксируется отдельная рентгеновская теневая проекция при каждом повороте образца горной породы. На получившихся рентгеновских теневых проекциях градация серого отвечает за «Яркость», что отражает

ослабление рентгеновского излучения. В основном это происходит от эффектов рассеивания и поглощения сигнала во время прохождения через образец (рисунок 2.11) [71].

Пространства, а именно вторичную техногенную трещиноватость, возникающую в горных породах при сторонних нагрузках. Трещиноватость же в свою очередь, в той или иной степени характеризует геомеханические свойства породы. То есть, если в горной породе изначально были микротрещины, то в результате внешних нагрузок трещины будут распространяться по пути наименьшего сопротивления вдоль микротрещин, а если в породе микротрещин не было, значит, чтобы предсказать направление распространения вторичной трещиноватости, необходимо оценивать размер поровых каналов. Размер поровых каналов – так же определяется с помощью метода компьютерной рентгеновской микротомографии.

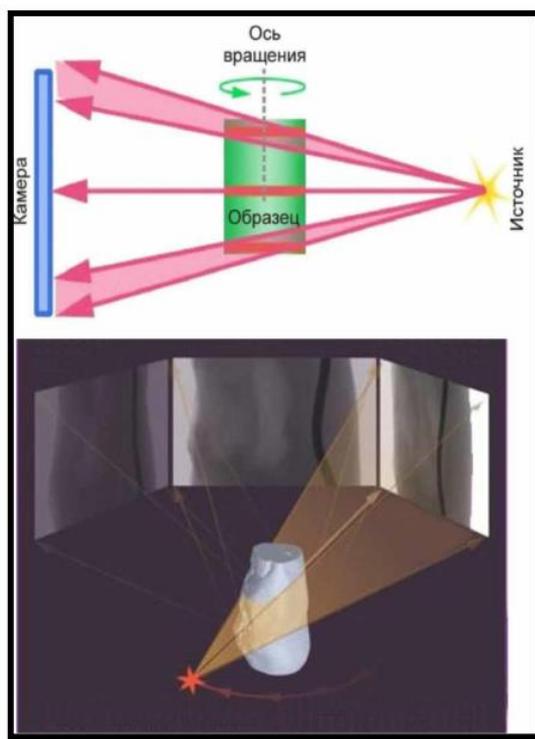


Рисунок 2.11 – Принцип действия компьютерной рентгеновской микротомографии.

Целью экспериментов является установление зависимости изменения фильтрационных свойств образца горной породы от количества и мощности приложенных к образцу импульсного воздействия.

Каждый из образцов выбранной коллекции размещался и фиксировался в разрядной камере заполненной рабочей жидкостью выполняющая роль модели пластовой воды. Разрядная камера закрывалась и через специальный клапан подключался вакуумный насос и жидкость вакуумировалась в течении 8 часов.

После создание необходимых условия моделировалось электро-гидроударное воздействия на ПЗП скважины.

Воздействие осуществлялось путем формирования давления импульсного типа. Путем электрического разряда в рабочую жидкость, в качестве которой применялась модель пластовой воды. В условиях нефтедобычи на месторождении количественно-мощностные характеристики воздействия подбираются из условий, что создаваемое давление превосходит давление в пласте и не выше рабочего давления оборудования на устье более чем в полтора раза.

В условиях экспериментальных исследований давление формирования импульса воздействия принималось до 1 МПа. По окончанию воздействия образцы исследовались на предмет измерения фильтрационно-емкостных свойств. Полученные результаты анализировались путем сравнения ФЕС до и после опытов.

Оперативный контроль воспроизводимости в таких экспериментах невозможен, поскольку не удастся восстановить исходные значения измеряемых величин.

3. ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ВОЗДЕЙСТВИЮ ЭЛЕКТРО-ГИДРОУДАРОВ

В ходе проведения экспериментов по повышению проводимости образцов горной породы за счет применения электро-гидроударного воздействия, были получены положительные результаты. Для проведения экспериментов была применена математическая теория планирования экспериментов и обработка экспериментальных данных [72,73,74].

3.1 Электропроводимость кислотных растворов

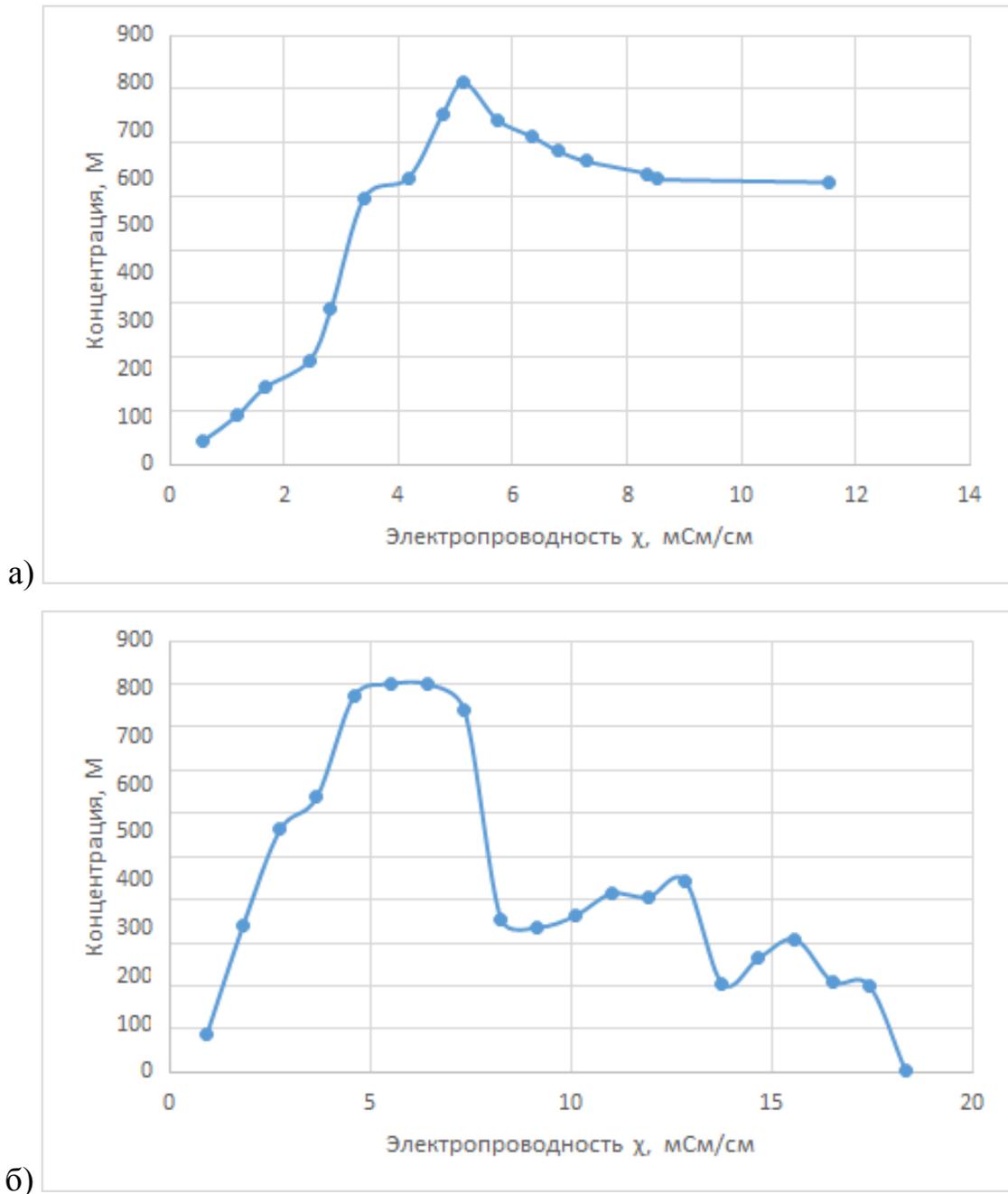
В работе «Формирование разрядного импульса в системах на база электрогидравлического эффекта», за авторством Ситникова А.В., Ситникова И.А. и Швецова И.А. описаны условия, необходимые для того чтобы в рабочей камере, заполненной жидкостью, возник искровой разряд. Требуется достичь условий, когда величина постоянного напряжения на электродах будет превышать напряжение пробоя жидкой среды [75].

С целью понимания возможности комбинирования кислотной обработки с методом электро-гидроудара, были проведены исследования по определению особенности электропроводимости растворов соляной (HCl) и серной (H₂SO₄) кислот, при различных концентрациях.

Определения влияния комплексного воздействия на призабойную зону пласта технологией электро-гидроударного воздействия с применением кислотных растворов HCl на характер изменения фильтрационных характеристик образцов естественного кернового материала производилось согласно методикам и ГОСТами описанными ранее (см. главу 2).

В ходе проведения экспериментов, можно сделать следующие выводы: раствор соляной кислоты при концентрации до 2.81 М имеет наибольшие показатели сопротивления, далее протекает постепенное снижение до концентрации 5.14 М, после наблюдается его небольшой рост (рисунок 3.1а);

раствор серной кислоты при повышении концентрации до 7 М имеет наибольший показатель роста электропроводности до 770 мСм/см показатели сопротивления, дальнейшее повышение концентрации снижает электропроводность до минимальных показателей, это свидетельствует о низком показателе молекул воды для полной диссоциации раствора (и как следствие уменьшение ионов в растворе), что приводит к снижению электропроводности (рисунок 3.1б).



а) – соляная кислота (HCl), б) – серная кислота (H₂SO₄)

Рисунок 3.1- Электропроводимость растворов при разной концентрации

Полученные результаты показывают о возможности проведения комплексного воздействия на призабойную зону пластов технологий электро-гидроударного воздействия с применением рассмотренных кислотных растворов [76].

3.2 Физическое моделирование электро-гидроударного воздействия на насыщенных образцах горных пород

Васюганская свита обладает сложным геологическим строением с большим количеством мелко дисперсных фаз, которое описано во многих работах [77,78, 79,80,81]. Исторически сформировалось, что юра обычно рассматривалась на основе осадконакопления, а не биостратиграфии [82].

На основе изученности гранулометрического состава песчаников, были выделены две их разновидности: мелкозернистая (размер 0.25-0.1 мм) и среднезернистая с фракцией 0.5-0.25мм.

В составе пород васюганской свиты преобладает кварц (до 70% с учетом цементов), так же присутствует полевой шпат (до 20%), обломки пород (до 10 %), что согласно классификации Шванова [83] относится к мезомиктовым разновидностям песчаников.

Цементы песчаников различны по структуре и минеральному составу, в основном представлены новообразованными минералами, появившимися в результате эпигенетического изменения тонкообломочного материала, а так же глинистых продуктов, являвшимися ранее промежутками между песчаными зёрнами. В песчаниках цемент содержится в достаточном количестве от объема породы (30% и более) [84].

Исследования проводились на коллекции образцов горных пород васюганской свиты изначальные ФЕС и литологическое описание которых представлены в таблице 3.1. На рисунке 3.2 представлен график зависимости проницаемости от пористости по образцам горных пород пласта ЮС.

Исследуемые образцы горной породы относятся к песчаникам имеют

правильную цилиндрическую форму обладают пористостью в диапазоне от 12,66 % до 16,53 % и проницаемостью от $0,55 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $3,99 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Согласно описанной выше методике образцы правильной цилиндрической формы насыщались под вакуумом раствором NaCl с минерализацией 5г/л. Затем каждому из образцов коллекции подвергался ЭГВ (см. методику п.2.2).

Таблица 3.1 – Характеристика изначальные ФЕС и литологическое описание образцов горной породы

| № п/п | Коэффициент пористости по воде, % | Проницаемость по гелию, 10^{-3} мкм ² | Литологическое описание |
|-------|-----------------------------------|--|---|
| 1 | 15,19 | 1,37 | Песчаник светло-серый, мелко-тонко/зернистый |
| 2 | 15,05 | 1,34 | П Песчаник светло-серый с примесью углисто-глинистого материала, с вкрапленностью УРД |
| 3 | 15,24 | 1,39 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, с прерывистыми микрослойками сидерито-углисто-слюдистого материала |
| 4 | 15,14 | 1,58 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, с прерывистыми микрослойками сидерито-углисто-слюдистого материала |
| 5 | 13,73 | 0,55 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый |
| 6 | 14,85 | 1,71 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, с микрослойками углистого материала |
| 7 | 15,01 | 1,91 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, с неравномерно распределенной примесью глинистого материала |
| 8 | 14,91 | 0,68 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, с волнистыми, прерывистыми микрослойками углистого материала |
| 9 | 12,66 | 0,57 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, с еле заметными прерывистыми микрослойками углисто-сидеритового материала |
| 10 | 13,48 | 2,92 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, с микрослойками и намывами углистого материала |
| 11 | 15,53 | 2,22 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, слабоизвестковистый, с еле заметными включениями углистого, глинистого и сидеритового материала |
| 12 | 14,49 | 2,37 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, слабоизвестковистый, с микрослойками углисто-сидеритового материала |
| 13 | 15,65 | 2,25 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый |
| 14 | 15,3 | 2,67 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, с прерывистыми микрослойками углисто-сидеритового материала |

Продолжение таблицы 3.1

| | | | |
|----|-------|------|---|
| 15 | 14.67 | 1.32 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, в боковой части с включениями углистого материала |
| 16 | 14.82 | 1.48 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, с прерывистыми микрослойками сидерито-углистого материала |
| 17 | 14.7 | 1.54 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, с прерывистыми микрослойками и включениями углисто-сидеритового материала |
| 18 | 14.09 | 1.32 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, с прерывистыми микрослойками углисто-сидеритового материала |
| 19 | 13.2 | 1.4 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, глинистый, обогащен УД |
| 20 | 14.1 | 2.36 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, слабоизвестковистый, с еле заметными включениями углистого, глинистого и сидеритового материала |
| 21 | 14.4 | 2.79 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, слабоизвестковистый, с еле заметными включениями углистого, глинистого и сидеритового материала |
| 22 | 13.17 | 3.99 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, слабоизвестковистый, с еле заметными включениями углистого, глинистого и сидеритового материала |
| 23 | 13.71 | 2.24 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, слабоизвестковистый, с еле заметными включениями углистого, глинистого и сидеритового материала |
| 24 | 16.53 | 3.32 | Песчаник серый. тонко/зернистый з, глинистый, обогащен УД |
| 25 | 15.27 | 2.92 | Песчаник серый. тонко/зернистый, глинистый, обогащен УД |
| 26 | 15.81 | 2.22 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, слабоизвестковистый, с еле заметными включениями углистого, глинистого и сидеритового материала |
| 27 | 16.32 | 2.37 | Песчаник светло-серый. мелко-тонко/зернистый, слабоизвестковистый, с еле заметными включениями углистого, глинистого и сидеритового материала |
| 28 | 16.47 | 2.25 | Песчаник серый. тонко/зернистый, глинистый, обогащен УД |

С целью выявления оптимальных параметров воздействия, была применена математическая теория планирования экспериментов и обработка

экспериментальных данных. Была выбрана стратегия последовательного планирования, заключающаяся в том, что планирование эксперимента и сам эксперимент, проводится в несколько этапов. После каждого этапа проводится анализ полученных результатов и принятие решения о продолжении или прекращении экспериментальных исследований.

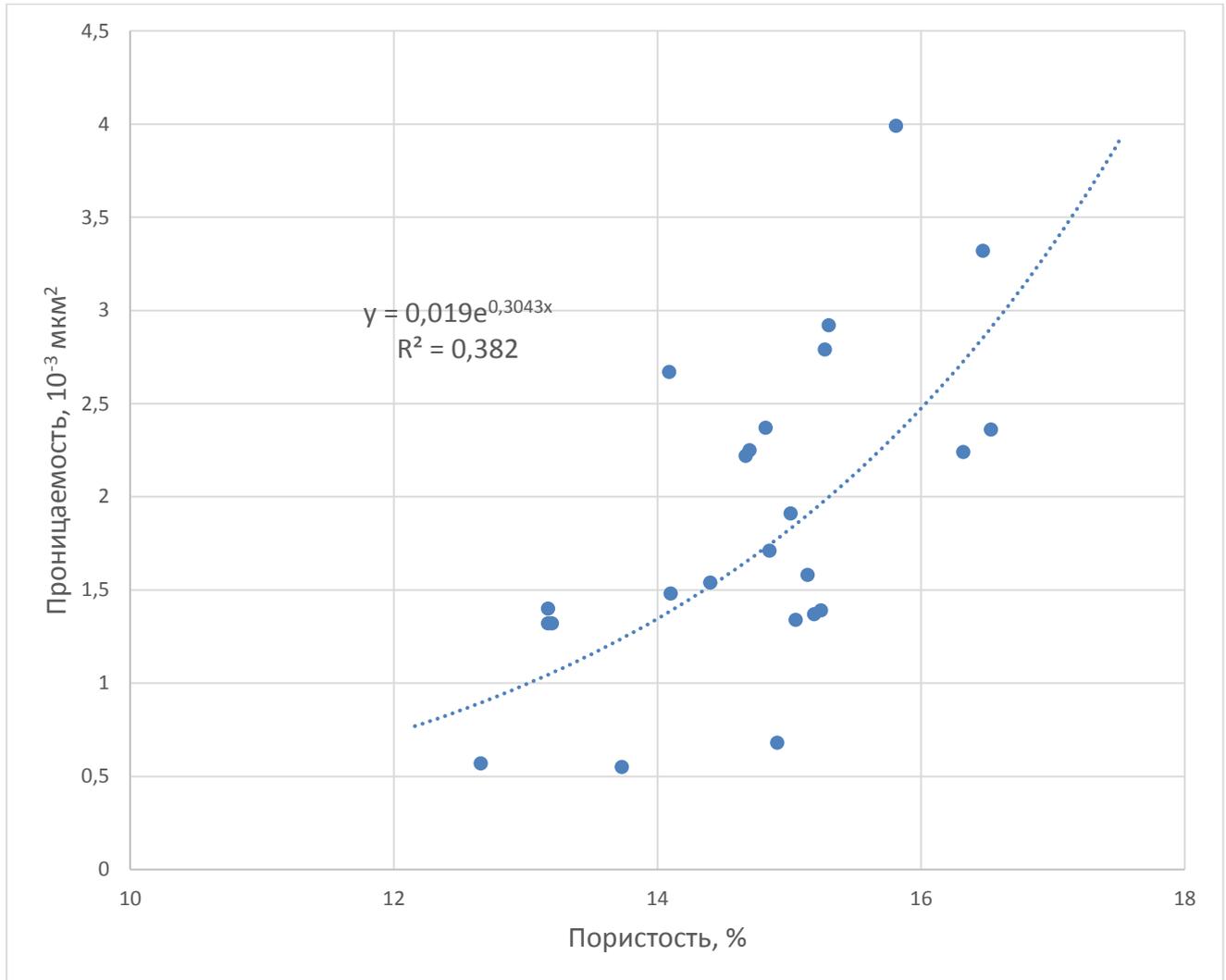


Рисунок 3.2 – График зависимости проницаемости от пористости по образцам горных пород пласта ЮС

Проведенные эксперименты можно разделить на три группы:

- Группа А: эксперименты, направленные на нахождение оптимальных параметров воздействия;
- Группа В: эксперименты, направленные на проведения полного факторного эксперимента.

- Группа С: эксперименты, направленные на подтверждение полученных результатов группы В, по средством воспроизведения.

Перед проведением экспериментов проводилась подготовка образцов горной породы и аппаратуры к выполнению измерений (см. п. 2.2)

3.2.1 Эксперимент группа А. Нахождение оптимальных параметров воздействия

Цель эксперимента: Построение локально-оптимального плана проведения экспериментов.

План проведения эксперимента:

Проведя анализ литературных источников и по результатам предварительный экспериментов, были выделены следующие факторы влияющие на эффективность воздействия: количество разрядов - X_1 ; выходное напряжение на разряде, K_v – X_2 . По данным факторам были составлены таблица варьирования (таблица 3.2) и матрица планирования экспериментов (таблица 3.3). Результаты экспериментов представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.2 – Уровень варьирования факторов. Группы А.

| Обозначение | Наименование обозначение факторов | Уровни варьирования | |
|-------------|--------------------------------------|------------------------|------|
| | | -1 | +1 |
| X_1 | Количество разрядов | 10 | 20 |
| X_2 | Напряжение, K_v | 0,5 | 0,75 |

Матрица планирования составлялась по типу n^k , где k – число факторов, n – число уровней варьирования. Число опытов $N=4$.

Таблица 3.3 – Матрица планирования экспериментов группы А

| № опыта | Матрица планирования | | | |
|------------|----------------------|----------|----------|----------|
| | X_0 | X_1 | X_2 | X_1X_2 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | +1 | +1 | +1 | +1 |
| 2 | +1 | +1 | -1 | -1 |

| | | | | |
|----------|----------|----------|----------|----------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 3 | +1 | -1 | +1 | -1 |
| 4 | +1 | -1 | -1 | +1 |

Таблица 3.4 – Результаты экспериментов группы А, изменение эффективной пористости образцов горной породы

| № | Эффективная пористость до проведения, % | Эффективная пористость после проведения, % | Прирост, фактический, % | Прирост, в % (в относительных единицах) |
|-----|---|--|-------------------------|---|
| 1 | 17,34 | 18,00 | 0,66 | 3.82 |
| 2 | 13,20 | 13,55 | 0,35 | 2.65 |
| 3 | 12,66 | 12,92 | 0,26 | 2.02 |
| 4 | 15,12 | 15,36 | 0,24 | 1.58 |
| Ср. | 14,58 | 14,96 | 0,38 | 2.52 |

Результаты проведённых экспериментов, были выражены в виде математической модели. Уравнение математической модели имеет следующий вид:

$$K_{\text{эф.п}} = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + a_3x_1x_2 \quad (3.1)$$

где, a_n – параметр отклика эффективной пористости, X_1 – количество разрядов, X_2 – напряжение, $K_{\text{эф.п}}$ – коэффициент эффективной пористости.

Данное уравнение в соответствии с матрицей планирования экспериментов было выражено в систему линейных алгебраических уравнений:

$$\begin{cases} a_0 + a_1 + a_2 + a_3 = K_{\text{эф.п1}} \\ a_0 + a_1 - a_2 - a_3 = K_{\text{эф.п2}} \\ a_0 - a_1 + a_2 - a_3 = K_{\text{эф.п3}} \\ a_0 - a_1 - a_2 + a_3 = K_{\text{эф.п4}} \end{cases} \quad (3.2)$$

Решив систему линейных алгебраических уравнений(3.2), уравнение математической модели по эффективной пористости (3.1), было выражено:

$$K_{\text{эф.п}} = \begin{pmatrix} 3,82 \\ 2,65 \\ 2,02 \\ 1,58 \end{pmatrix} a = \begin{pmatrix} 2,51 \\ 0,71 \\ 0,40 \\ 0,18 \end{pmatrix}$$

$$K_{\text{эф.п}} = 2,51 + 0,71x_1 + 0,40x_2 + 0,18x_1x_2$$

На основе уравнения математической модели был составлен график функции отклика результатов экспериментов отображенный на рисунках 3.3 и 3.4.

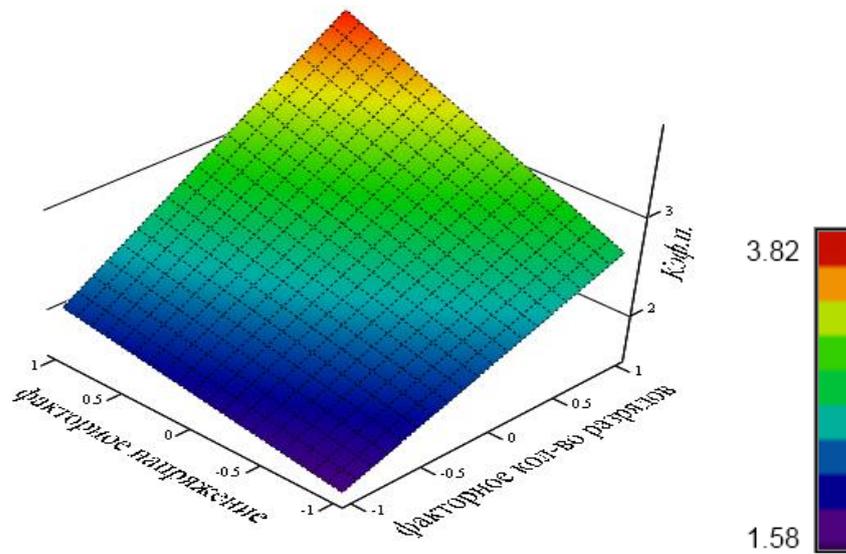


Рисунок 3.3 - График функции отклика эффективной пористости результатов экспериментов группы А (вид в изометрии)



Рисунок 3.4 - График функции отклика эффективной пористости результатов экспериментов группы А (вид сверху)

Так же было дополнительно рассмотрены результаты экспериментов группы А, относительно изменения проницаемости образцов горной породы (таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Результаты экспериментов группы А, изменение проницаемости образцов горной породы

| № | Проницаемость до проведения, мкм ² | Проницаемость после проведения, мкм ² | Прирост, фактический | Прирост, в % |
|-----|---|--|----------------------|--------------|
| 1 | 1.93 | 2.22 | 0.29 | 15.05 |
| 2 | 0.32 | 0.37 | 0.05 | 14.10 |
| 3 | 0.25 | 0.29 | 0.04 | 14.78 |
| 4 | 0.74 | 0.82 | 0.08 | 10.89 |
| Ср. | 0.81 | 0.92 | 0.11 | 13.70 |

Результаты проведённых экспериментов, были выражены в виде математической модели. Уравнение математической модели имеет следующий вид:

$$K_{\text{пр}} = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + a_3x_1x_2 \quad (3.3)$$

где, a_n – параметр отклика проницаемости, X_1 – Количество разрядов, X_2 – Напряжение, $K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости.

Данное уравнение в соответствии с матрицей планирования экспериментов было выражено в систему линейных алгебраических уравнений:

$$\begin{cases} a_0 + a_1 + a_2 + a_3 = K_{\text{пр.1}} \\ a_0 + a_1 - a_2 - a_3 = K_{\text{пр.2}} \\ a_0 - a_1 + a_2 - a_3 = K_{\text{пр.3}} \\ a_0 - a_1 - a_2 + a_3 = K_{\text{пр.4}} \end{cases} \quad (3.4)$$

Решив систему линейных алгебраических уравнений(3.4), уравнение математической модели по проницаемости (3.3), было выражено:

$$K_{\text{пр}} = \begin{pmatrix} 15,05 \\ 14,10 \\ 14,78 \\ 10,89 \end{pmatrix} \quad a = \begin{pmatrix} 13,70 \\ 0,87 \\ 1,21 \\ -0,73 \end{pmatrix}$$

$$K_{\text{пр}} = 13,70 + 0,87x_1 + 1,21x_2 - 0,73x_1x_2$$

На основе уравнения математической модели был составлен график функции отклика результатов экспериментов отображенный на рисунке 3.5 и 3.6

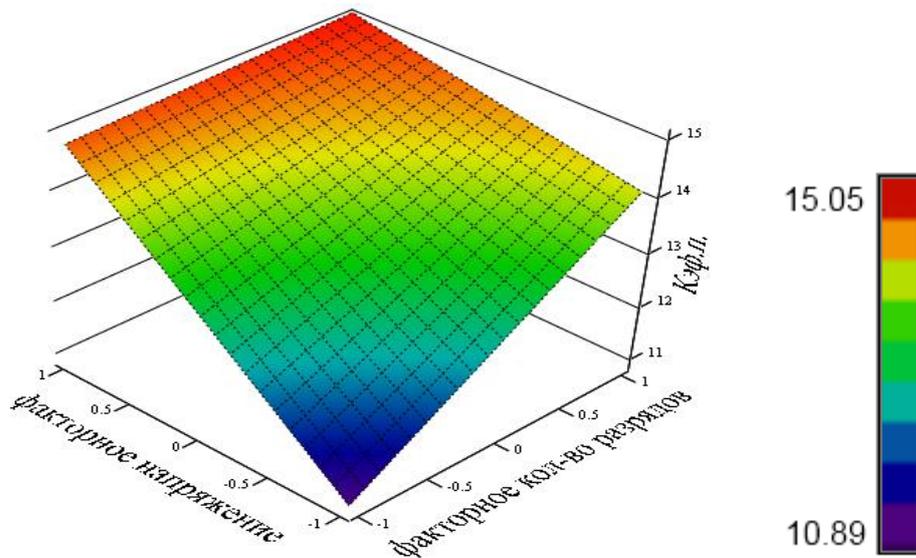


Рисунок 3.5 - График функции отклика эффективной пористости результатов экспериментов группы А (вид в изометрии)



Рисунок 3.6 - График функции отклика эффективной пористости результатов экспериментов группы А (вид сверху)

Выводы. В результате проведения эксперимента группы А, был получен положительный эффект и прирост показателей в среднем по эффективной пористости 2,5%, по проницаемости 13,7%. Можно сделать вывод о возможности расширить границу варьирования показателей.

3.2.2 Эксперимент В. Проведения полного факторного эксперимента.

Цель эксперимента: проведения полного-факторного эксперимента

Объект эксперимента: образцы горной породы из пласта ЮС₁ васюганской свиты.

Основная задача: проведение эксперимента с учетом показателей группы А.

Матрица планирования экспериментов группы В, составлялась по аналогичному типу группы А, $N = n^k$, где k – число факторов, n – число уровней: $N=9$ (таблицы 3.6 и 3.7).

Таблица 3.6. – Уровень варьирования факторов, группы В

| Обозначение | Наименование и обозначение факторов | Уровни варьирования | | | Интервалы варьирования |
|----------------|-------------------------------------|---------------------|----|-----|------------------------|
| | | -1 | 0 | 1 | |
| X ₁ | Количество разрядов | 10 | 20 | 30 | 10 |
| X ₂ | Напряжение, Кв | 0,5 | 1 | 1.5 | 0,5 |

Таблица 3.7 – Матрица планирования экспериментов, группы В

| № опыта | Матрица планирования | | | | | | | | |
|----------|----------------------|----------------|----------------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|--|--|---|
| | X ₀ | X ₁ | X ₂ | X ₁ X ₂ | X ₁ ² | X ₂ ² | X ₁ ² X ₂ | X ₁ X ₂ ² | X ₁ ² X ₂ ² |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | +1 | +1 | +1 | +1 | +1 | +1 | +1 | +1 | +1 |
| 2 | +1 | +1 | -1 | -1 | +1 | +1 | -1 | +1 | +1 |
| 3 | +1 | -1 | +1 | -1 | +1 | +1 | -1 | +1 | +1 |
| 4 | +1 | -1 | -1 | +1 | +1 | +1 | -1 | -1 | +1 |

| | | | | | | | | | |
|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 5 | +1 | +1 | 0 | 0 | +1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | +1 | 0 | +1 | 0 | 0 | +1 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | +1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | +1 | -1 | 0 | 0 | +1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | +1 | 0 | -1 | 0 | 0 | +1 | 0 | 0 | 0 |

Результаты экспериментов группы В отображены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Результаты экспериментов группы В, изменение эффективной пористости образцов горной породы

| № | эффективная пористость до проведения, % | эффективной пористость после проведения, % | Прирост, абсолютный | Прирост относительный, в % |
|-----|---|--|---------------------|----------------------------|
| 1 | 15,19 | 17,01 | 1,82 | 12 |
| 2 | 15,05 | 16,28 | 1,23 | 8,17 |
| 3 | 15,24 | 16,83 | 1,59 | 10,42 |
| 4 | 15,14 | 15,80 | 0,66 | 4,35 |
| 5 | 13,73 | 15,04 | 1,31 | 9,52 |
| 6 | 14,85 | 16,06 | 1,21 | 8,07 |
| 7 | 15,01 | 16,20 | 1,19 | 7,95 |
| 8 | 14,91 | 15,96 | 1,05 | 7,05 |
| 9 | 12,66 | 13,32 | 0,66 | 5,02 |
| Ср. | 14,64 | 15,83 | 1,19 | 8,09 |

Результаты проведённых экспериментов, были выражены в виде математической модели. Уравнение математической модели имеет вид:

$$K_{\text{эф.п}} = a_0 - a_1x_1 + a_2x_2 - a_3x_1x_2 - a_4x_1^2 - a_5x_2^2 - a_6x_1^2x_2 + a_7x_1x_2^2 + a_8x_1^2x_2^2 \quad (3.5)$$

где: a_n – параметр отклика, X_1 – количество разрядов, X_2 – напряжение, $K_{\text{эф.п}}$ – коэффициент эффективной пористости.

Данное уравнение в соответствии с матрицей планирования экспериментов было выражено в систему линейных алгебраических уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} a_0 + a_1 + a_2 + a_3 + a_4 + a_5 + a_6 + a_7 + a_8 = K_{\text{эф.п1}} \\ a_0 + a_1 - a_2 - a_3 + a_4 + a_5 - a_6 + a_7 + a_8 = K_{\text{эф.п2}} \\ a_0 - a_1 + a_2 - a_3 + a_4 + a_5 + a_6 - a_7 + a_8 = K_{\text{эф.п3}} \\ a_0 - a_1 - a_2 + a_3 + a_4 + a_5 - a_6 - a_7 + a_8 = K_{\text{эф.п4}} \\ \qquad \qquad \qquad a_0 + a_1 + a_4 = K_{\text{эф.п5}} \\ \qquad \qquad \qquad a_0 + a_2 + a_5 = K_{\text{эф.п6}} \\ \qquad \qquad \qquad a_0 = K_{\text{эф.п7}} \\ \qquad \qquad \qquad a_0 - a_1 + a_4 = K_{\text{эф.п8}} \\ \qquad \qquad \qquad a_0 - a_2 + a_5 = K_{\text{эф.п9}} \end{array} \right. \quad (3.6)$$

Решив систему линейных алгебраических уравнений(3.6), уравнение математической модели (3.5), было выражено:

$$K_{\text{эф. п}} = \begin{pmatrix} 12 \\ 8,17 \\ 10,42 \\ 4,35 \\ 9,52 \\ 8,17 \\ 7,95 \\ 7,05 \\ 5,02 \end{pmatrix} a = \begin{pmatrix} 7,95 \\ 1,23 \\ 1,52 \\ -0,56 \\ 0,33 \\ -1,40 \\ 0,95 \\ 0,11 \\ 1,85 \end{pmatrix}$$

$$K_{\text{эф.п}} = 7,95 - 1,23x_1 + 1,52x_2 + 0,56x_1x_2 - 0,33x_1^2 + 1,40x_2^2 + 0,95x_1^2x_2 + 0,11x_1x_2^2 + 1,85x_1^2x_2^2$$

На основе уравнения математической модели был составлен график функции отклика результатов экспериментов отображенный на рисунках 3.7 и 3.8

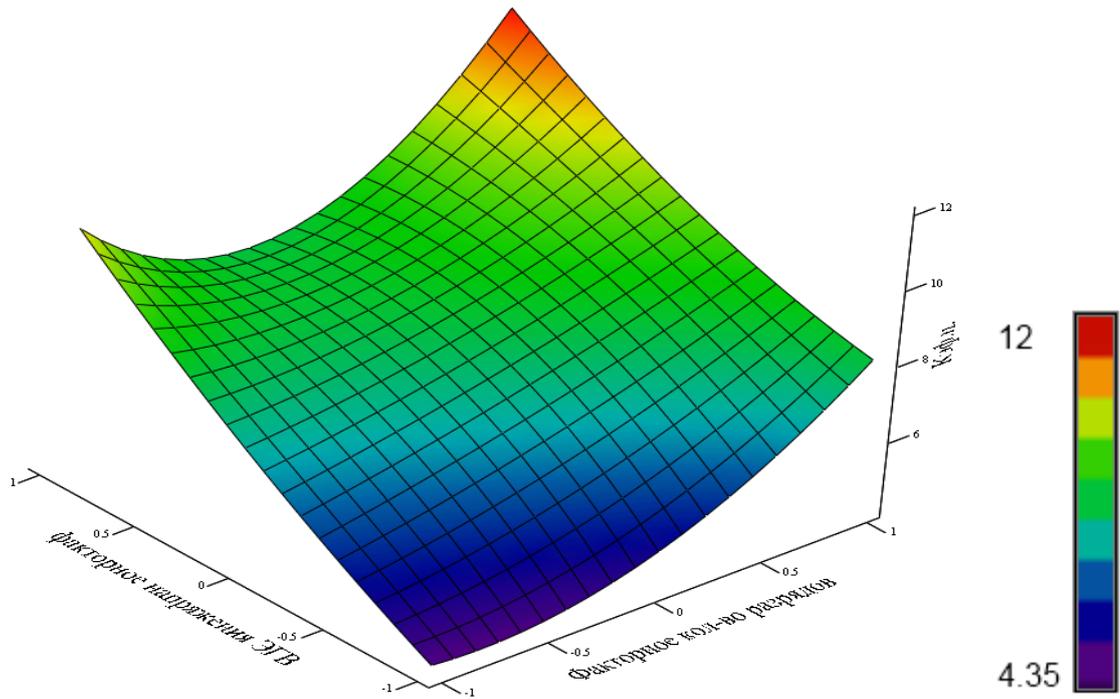


Рисунок 3.7 - График функции отклика результатов экспериментов группы В (вид в изометрии)



Рисунок 3.8 - График функции отклика результатов экспериментов группы В (вид сверху)

Далее представлены результаты экспериментов группы В, относительно изменения абсолютной проницаемости образцов горной породы (таблица 3.9).

Таблица 3.9 – Результаты экспериментов группы 2, изменение проницаемости образцов горной породы

| № | Проницаемость до проведения, мкм ² | Проницаемость после проведения, мкм ² | Прирост, абсолютный | Прирост относительный, в % |
|-----|---|--|---------------------|----------------------------|
| 1 | 1,37 | 2,01 | 0,64 | 46,67 |
| 2 | 1,34 | 1,83 | 0,49 | 36,71 |
| 3 | 1,39 | 1,93 | 0,54 | 38,6 |
| 4 | 1,58 | 1,71 | 0,13 | 8,21 |
| 5 | 0,55 | 0,76 | 0,21 | 37,7 |
| 6 | 1,71 | 2,30 | 0,59 | 34,5 |
| 7 | 1,91 | 2,48 | 0,57 | 30,09 |
| 8 | 0,68 | 0,83 | 0,15 | 22,33 |
| 9 | 0,57 | 0,63 | 0,06 | 11,34 |
| Ср. | 1,12 | 1,61 | 0,38 | 29,57 |

Решив систему линейных алгебраических уравнений(3.6), уравнение математической модели по проницаемости (3.5), было выражено:

$$K_{п} = \begin{pmatrix} 46.67 \\ 36.71 \\ 38.6 \\ 8.21 \\ 37.7 \\ 34.5 \\ 30.09 \\ 22.33 \\ 11.34 \end{pmatrix} a = \begin{pmatrix} 30.09 \\ 7.68 \\ 11.58 \\ -5.10 \\ -0.07 \\ -7.17 \\ -1.49 \\ 1.45 \\ 9.70 \end{pmatrix}$$

$$K_{п.} = 30.9 - 7.68x_1 + 11.58x_2 + 5.10x_1x_2 + 0.07x_1^2 + 7.17x_2^2 + 1.49x_1^2x_2 + 1.45x_1x_2^2 + 9.70x_1^2x_2^2$$

На основе уравнения математической модели был составлен график функции отклика результатов экспериментов отображенный на рисунках 3.9 и 3.10.

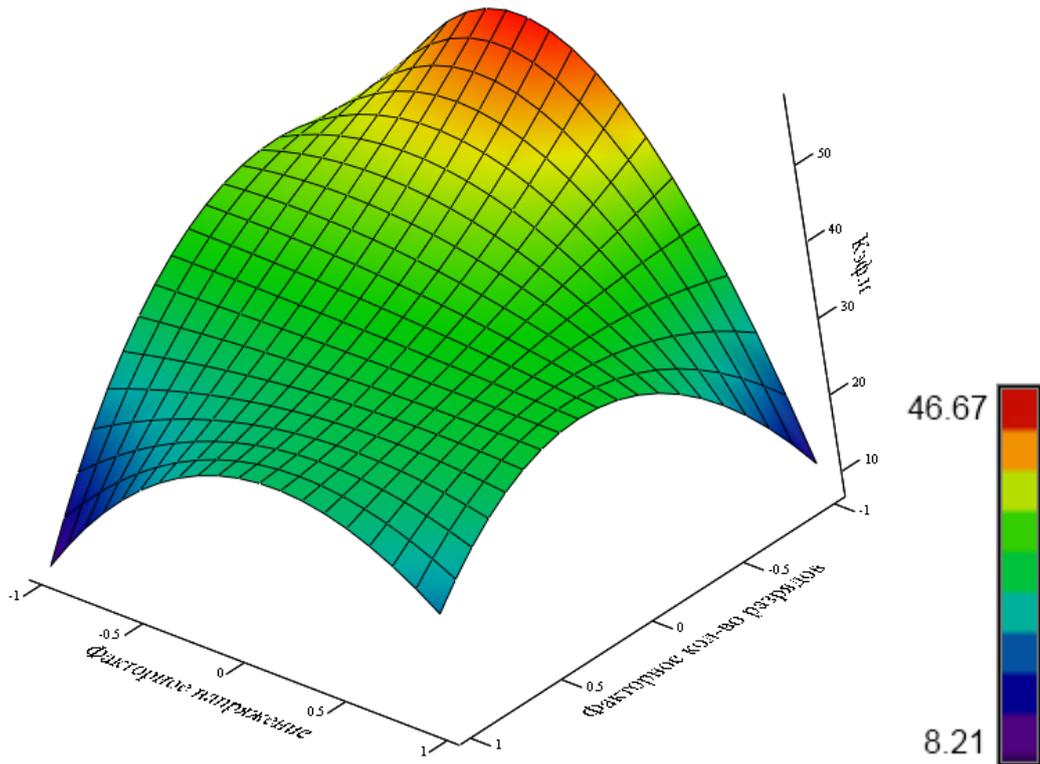


Рисунок 3.9 - График функции отклика результатов экспериментов группы В вид (в изометрии)



Рисунок 3.10 - График функции отклика результатов экспериментов группы В (вид сверху)

Вывод: В результате проведения эксперимента группы В, был получен положительный эффект и прирост показателей в среднем по эффективной пористости 8,09%, по проницаемости 30,6%.

3.2.3 Эксперимент группы С. Эксперименты, направленные на подтверждение полученных результатов группы В, по средством воспроизведения.

Эксперименты группы С, были направлены на подтверждение полученных результатов группы № В, осуществленные по средством воспроизведения, с целью получения аналогичных результатов.

Данная группа была разделена на три блока - С₁, С₂ и С₃. В экспериментах блока С₁, использовались максимальные показатели границы рабочей области. В экспериментах блока С₂ использовались средние показатели, в то время как в экспериментах группы С₃ были применены минимальные показатели рабочих областях.

Результаты экспериментов представлены в таблицах 3.10 - 3.12 и рисунках 3.11 и 3.12.

Таблица 3.10 – Группа экспериментов блока С₁ с использованием максимальных показателей границы рабочей области (30 разрядов с напряжением 1,5 кВ).

| № образца | до | после | фактическая разница д.е. | относительный Разница % |
|-----------|-------|-------|-----------------------------|----------------------------|
| 10 | 15.3 | 17.08 | 1.78 | 11.64 |
| 11 | 14.67 | 16.45 | 1.78 | 12.12 |
| 12 | 14.82 | 16.51 | 1.69 | 11.4 |
| 13 | 14.7 | 16.45 | 1.75 | 11.88 |
| 14 | 14.09 | 15.81 | 1.72 | 12.24 |
| Ср. | 14.72 | 16.46 | 1.74 | 11.85 |

Таблица 3.11 – Группа экспериментов блока С₂ с использованием средних показателей границы рабочей области (20 разрядов с напряжением 1 кВ).

| № образца | до | после | фактическая разница д.е. | относительный Разница % |
|-----------|-------|-------|--------------------------|-------------------------|
| 15 | 13.20 | 14.30 | 1.10 | 8.33 |
| 16 | 14.10 | 15.26 | 1.16 | 8.23 |
| 17 | 14.40 | 15.51 | 1.11 | 7.71 |
| 18 | 13.17 | 14.38 | 1.21 | 9.19 |
| 19 | 13.71 | 14.84 | 1.13 | 8.24 |
| Ср. | 13.72 | 14.86 | 1.14 | 8.34 |

Таблица 3.12 – Группа экспериментов блока С₃ с использованием минимальных показателей границы рабочей области (10 разрядов с напряжением 0,5 кВ).

| № образца | до | после | фактическая разница д.е. | относительный Разница % |
|-----------|----------|----------|--------------------------|-------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 20 | 16.53 | 17.32 | 0.79 | 4.8 |
| 21 | 15.27 | 16.01 | 0.74 | 4.85 |
| 22 | 15.81 | 16.57 | 0.76 | 4.8 |
| 23 | 16.32 | 17.14 | 0.82 | 5 |
| 24 | 16.47 | 17.29 | 0.82 | 4.95 |
| Ср. | 16.08 | 16.86 | 0.78 | 4.88 |

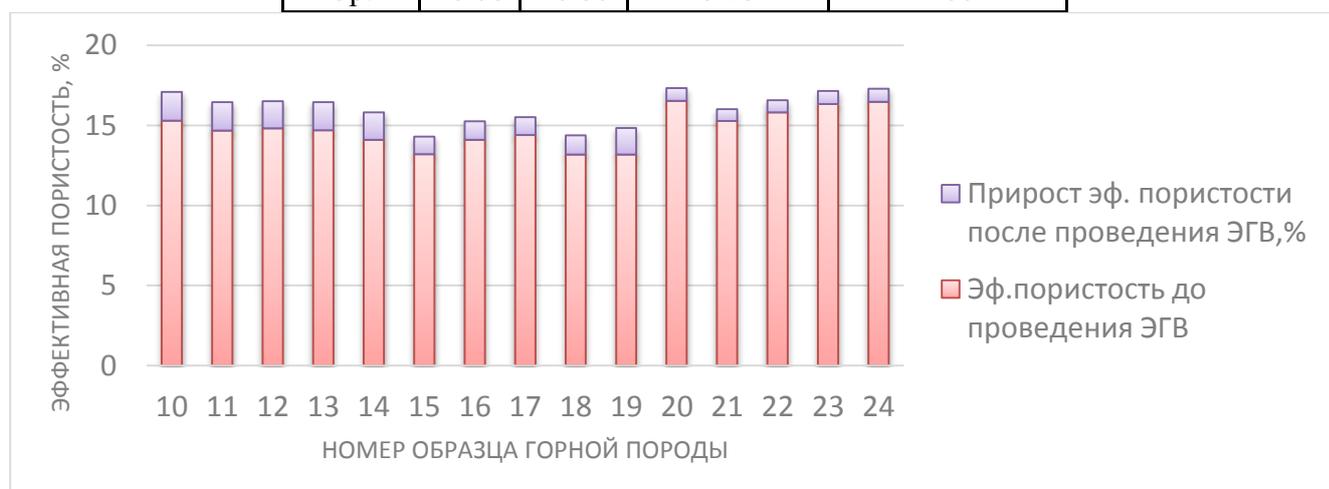


Рисунок 3.11 - Результаты экспериментов группы С, изменение эффективной пористости образцов горной породы

В ходе проведения эксперимента группы В с максимальными показателями

рабочей области (30 разрядов с напряжением 1.5 кВ), прирост коэффициента эффективно пористости составил 12%, усредненные показатели экспериментов блока С₁ составил 11,85%. Эксперимент группы В, где были применены средние показатели рабочей области (20 разрядов с напряжением 1 кВ), прирост коэффициента эффективно пористости составил 7.95%, усредненные показатели экспериментов блока С₂ составил 8,34%. Эксперимент группы В с минимальными показателями рабочей области (10 разрядов с напряжением 0.5 кВ), прирост коэффициента эффективно пористости составил 4.58%, усредненные показатели экспериментов блока С₃ составил 4,88%. Усредненные показатели экспериментов блоков С₁, С₂ и С₃ направленные на воспроизводимость результатов (репликация) представлены в таблице 3.13 и рисунке 3.12.

Таблица 3.13 – Усреднённые показатели экспериментов блока С.

| № гр. | Нумерация образцов горной породы | x ₁ - кол-во разрядов | x ₂ – Напряжение ЭГВ, кВ. | Ср. показатель эффективной пористости | | Прирост, % |
|----------------|----------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------|------------|
| | | | | до проведения ЭГВ, % | после проведения ЭГВ, % | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| С ₁ | 10-14 | 30 | 1,5 | 14,71 | 16,46 | 11,85 |
| С ₂ | 15-19 | 20 | 1 | 13,6 | 14,82 | 8,34 |
| С ₃ | 20-24 | 10 | 0,5 | 16,08 | 16,86 | 4,88 |

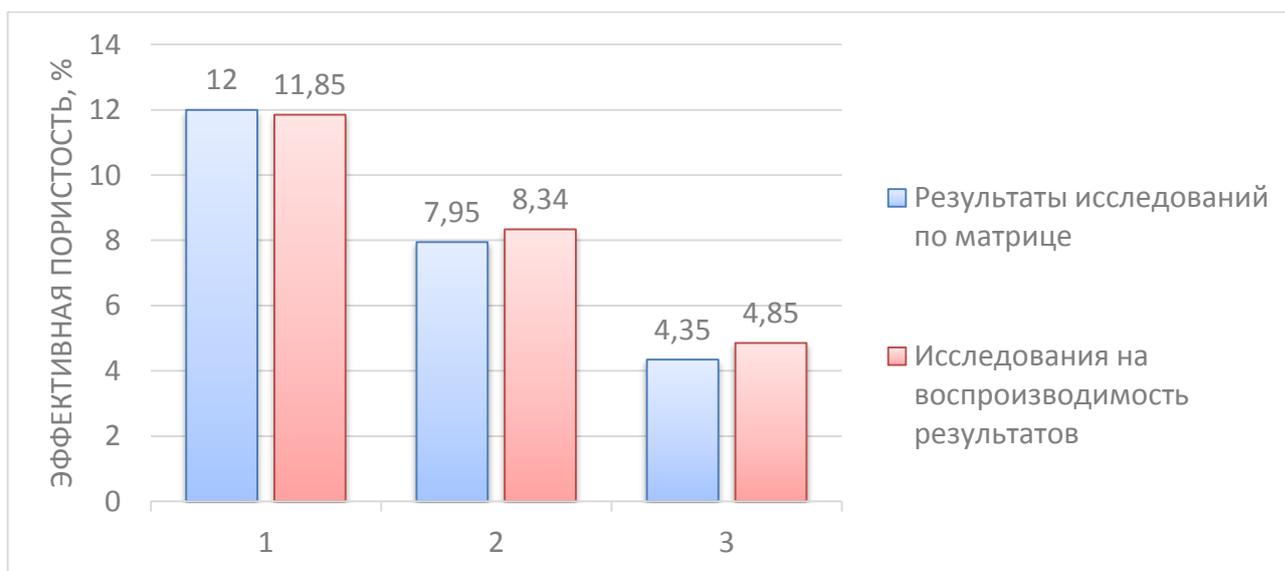
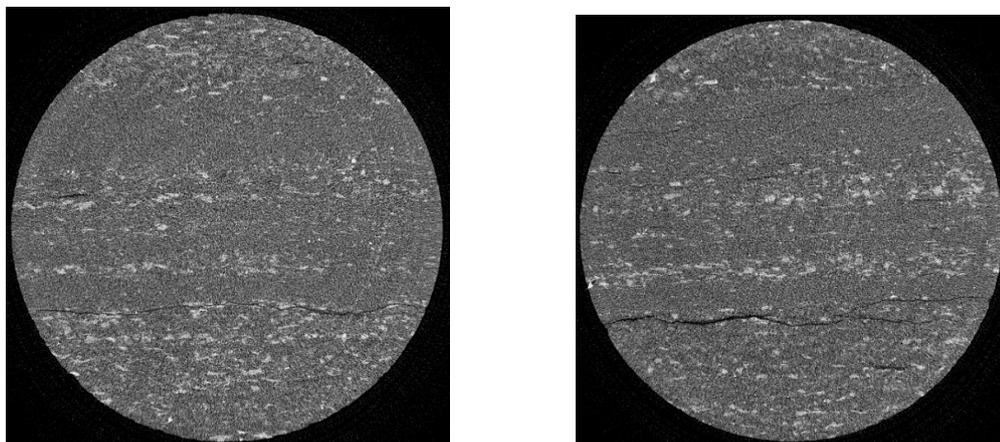


Рисунок 3.12 - Сравнение результатов групп В и С

При сравнении результатов экспериментов групп В и С, обнаружены

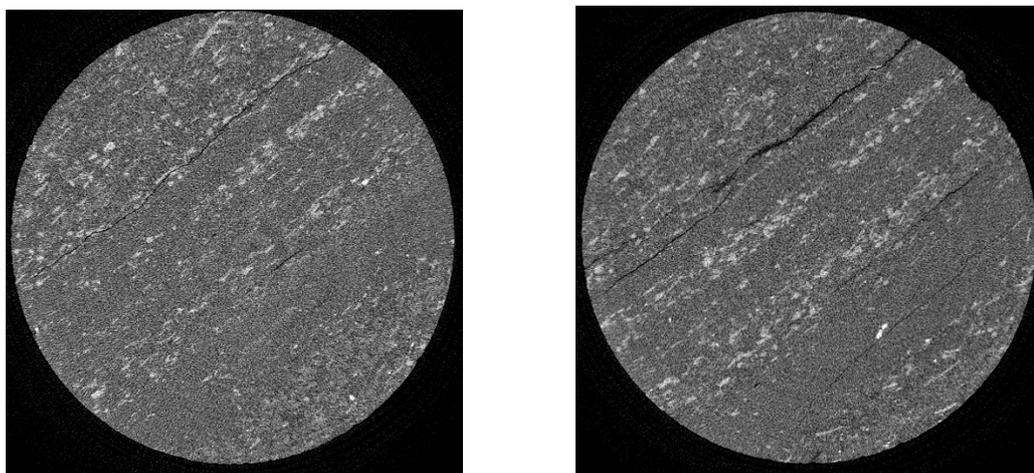
погрешности, не превышающие 10%. Погрешность экспериментов обусловлена отсутствием возможности восстановить исходные значения измеряемых величин.

На рисунках 3.13 – 3.17 отображены результаты оценки изменений структуры образцов горных пород методом компьютерной микротомографии до и после проведения эксперимента по электро-гидроударному воздействию.



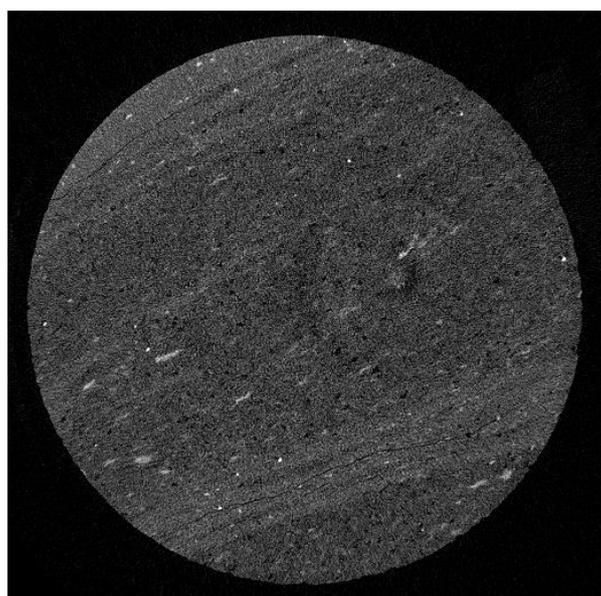
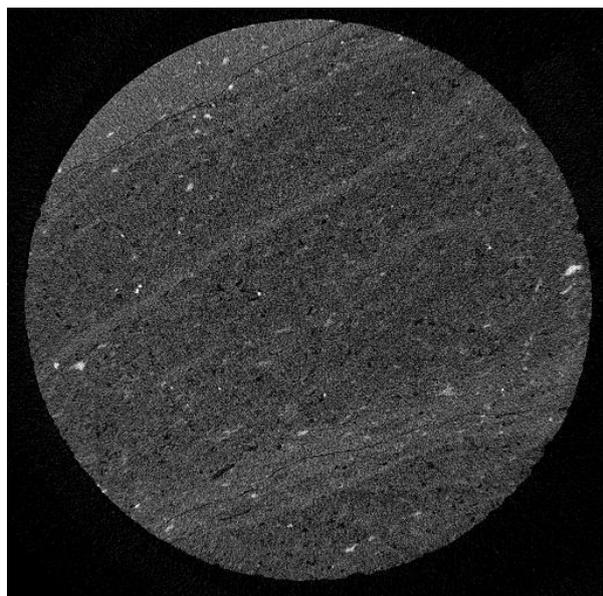
слева – томографический разрез образца горной породы до проведения эксперимента;
справа – томографический срез образца горной породу после проведения эксперимента

Рисунок 3.13 - Результаты оценки изменений структуры образца горной породы методом компьютерной микротомографии до и после проведения эксперимента по электро-гидро ударному воздействию



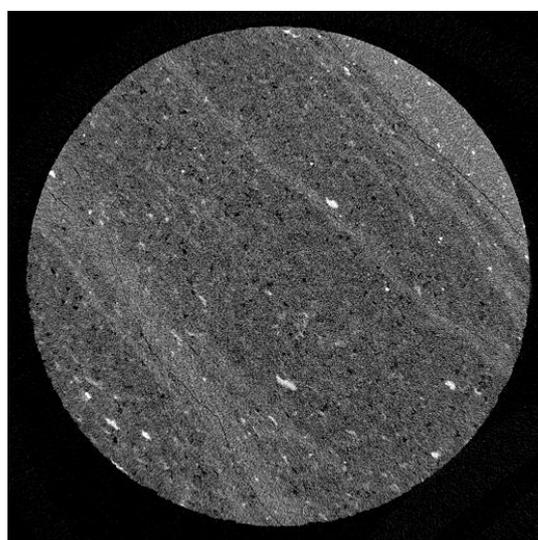
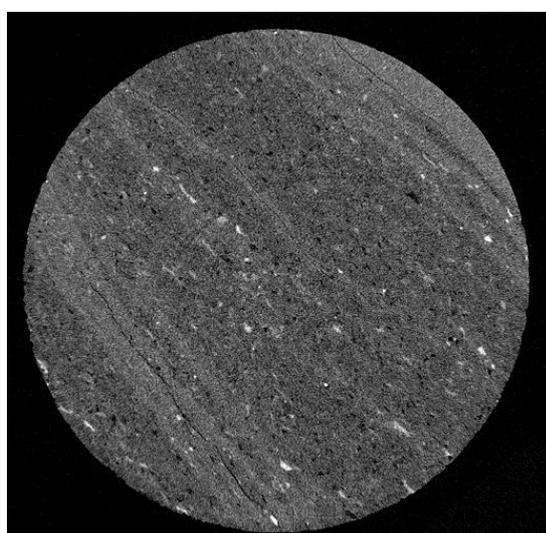
слева – томографический разрез образца горной породы до проведения эксперимента;
справа – томографический срез образца горной породу после проведения эксперимента

Рисунок 3.14 - Результаты оценки изменений структуры образца горной породы методом компьютерной микротомографии до и после проведения эксперимента по электро-гидро ударному воздействию



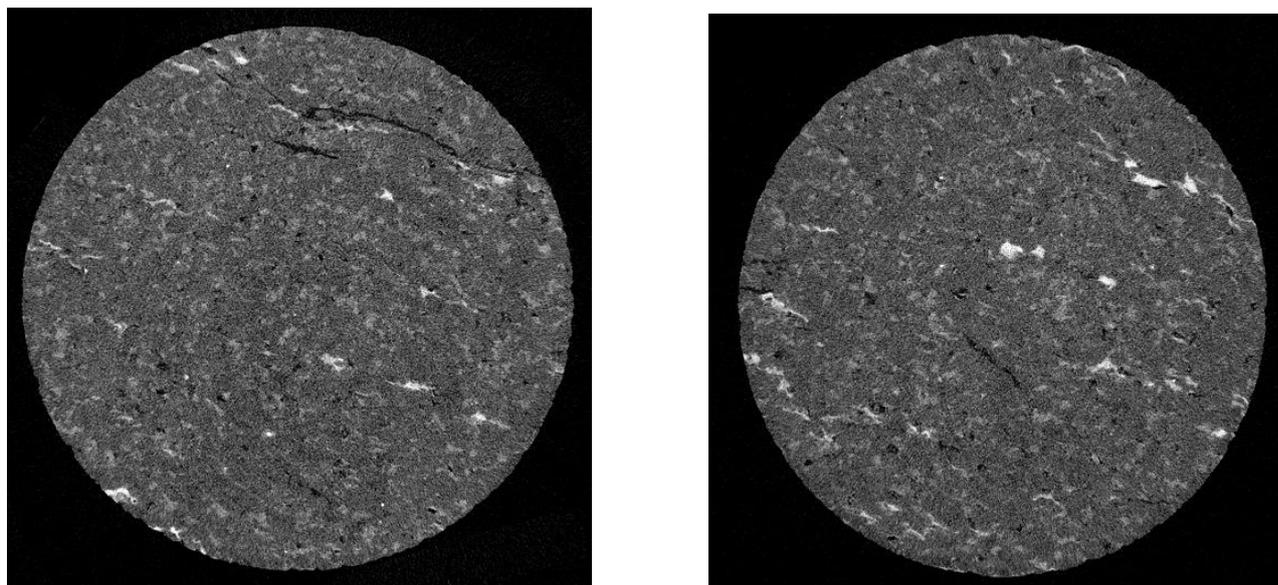
слева – томографический разрез образца горной породы до проведения эксперимента;
справа – томографический срез образца горной породы после проведения эксперимента

Рисунок 3.15 - Результаты оценки изменений структуры образца горной породы методом компьютерной микротомографии до и после проведения эксперимента по электро-гидро ударному воздействию



слева – томографический разрез образца горной породы до проведения эксперимента;
справа – томографический срез образца горной породы после проведения эксперимента

Рисунок 3.16 - Результаты оценки изменений структуры образца горной породы методом компьютерной микротомографии до и после проведения эксперимента по электро-гидро ударному воздействию



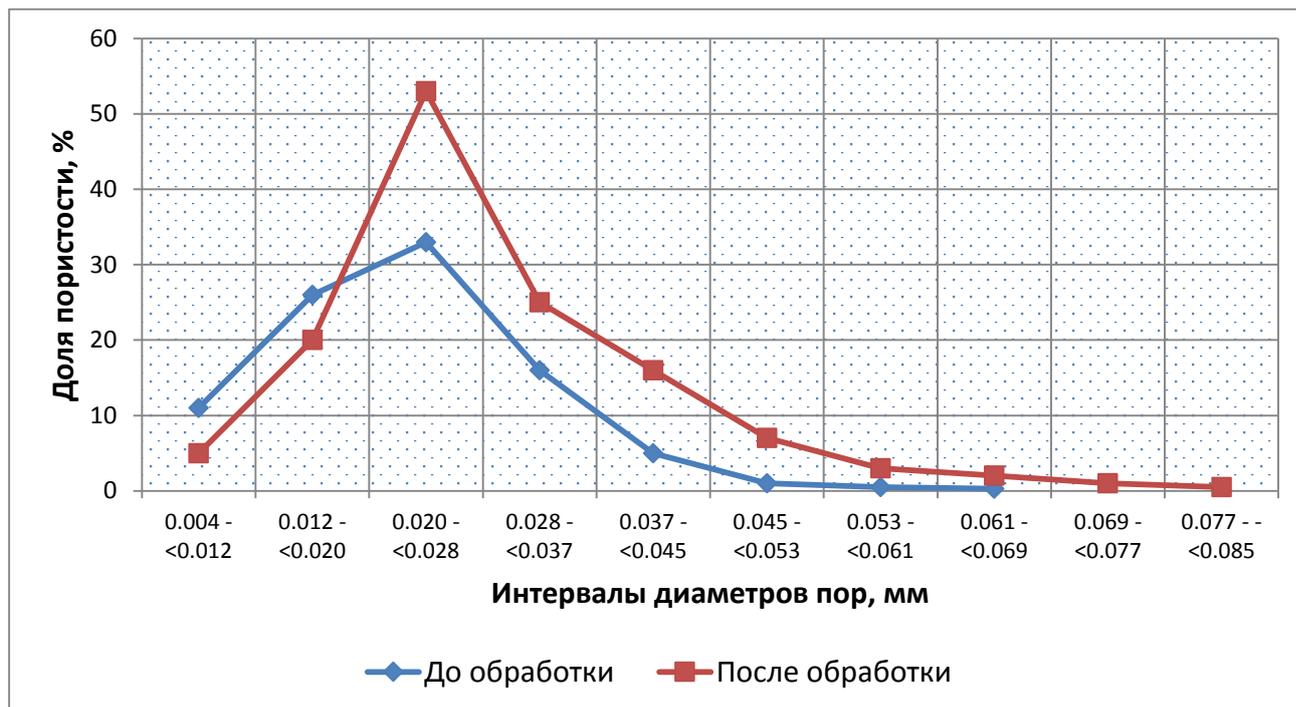
слева – томографический разрез образца горной породы до проведения эксперимента;
справа – томографический срез образца горной породу после проведения эксперимента

Рисунок 3.17 - Результаты оценки изменений структуры образца горной породы методом компьютерной микротомографии до и после проведения эксперимента по электро-гидро ударному воздействию

Как видно из рисунков 3.13 - 3.17 наиболее интенсивно трещиноватость распространяется по напластованию – т.е. по направлению электро-гидроудара. Можно сделать предположение, что при применении электро-гидроударного воздействия для очистки перфорационных отверстий от аккумулялировавшихся глинистых частиц и АСПО технология покажет высокие результаты очистки.

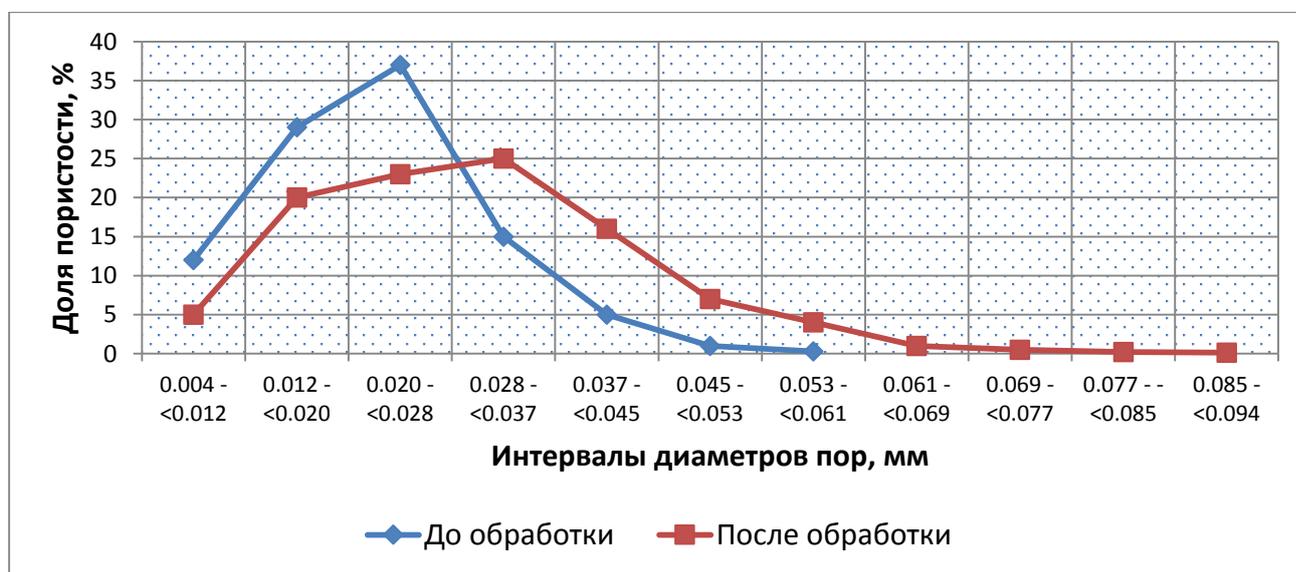
Воспользовавшись методом компьютерной микротомографии, получили приближенное представление об эффективной пористости, ограниченное разрешающей способностью съемки. Так же учитывались размеры поровых каналов и наличие трещиноватости/микротрещиноватости в структуре образца, которая вносит вклад в повышение фильтрационных свойств. Результаты сопоставления размеров поровых каналов образцов горной породы до и после проведения экспериментов представлены на рисунках 3.18 – 3.20.

Указанные эффекты послужили основанием для разработки программного обеспечения, направленного на подбор оптимальных показателей генерации упругих импульсов в стволе скважин.



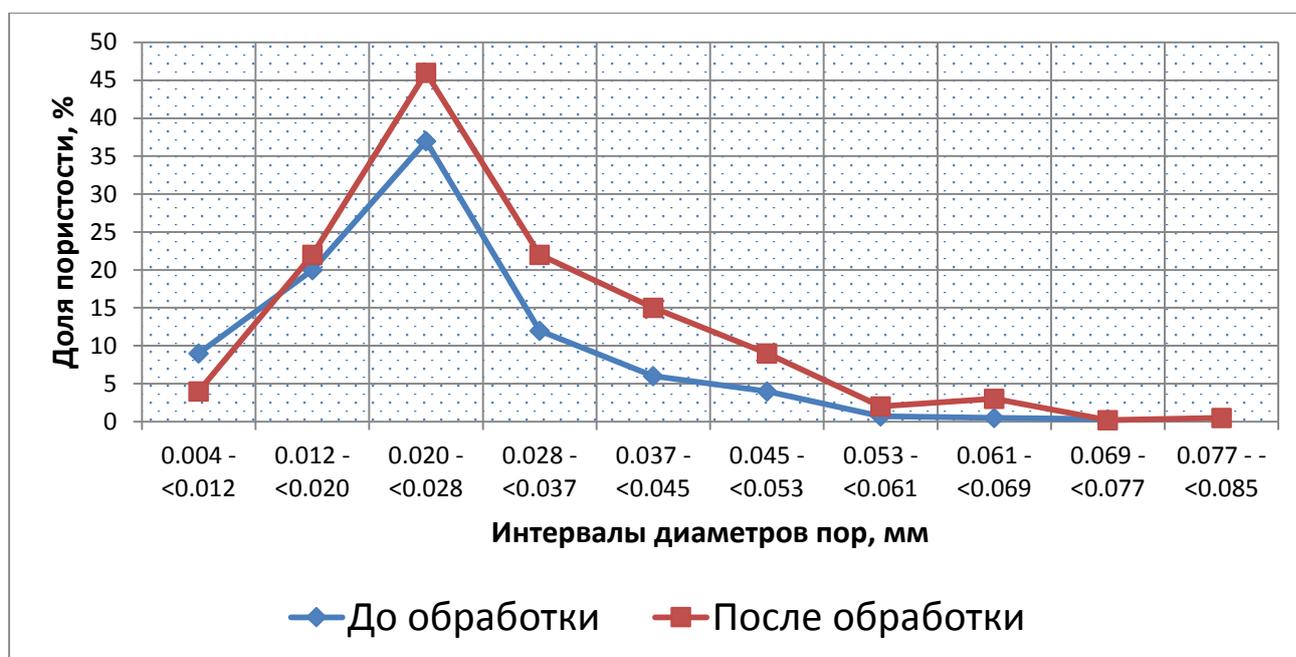
по оси X – интервалы диаметра в мм,
по оси Y – процентное содержание от пористости

Рисунок 3.18 - Распределение эквивалент-диаметров пор образца горной породы



по оси X – интервалы диаметра в мм,
по оси Y – процентное содержание от пористости

Рисунок 3.19 - Распределение эквивалент-диаметров пор образца горной породы



по оси X – интервалы диаметра в мм,
по оси Y – процентное содержание от пористости

Рисунок 3.20 - Распределение эквивалент-диаметров пор образца горной породы

Таким образом, можно заключить, что присутствует положительный эффект от электро-гидроударного воздействия на фильтрационно-емкостные параметры породы, выраженный в относительном приросте эффективной пористости до 12%, относительный прирост проницаемости до 46.67%. Средний относительный прирост - по эффективной пористости 8.09%; по проницаемости 29.57%.

4. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНЕ ЗА СЧЕТ ЭЛЕКТРО-ГИДРОУДАРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Составной частью технологии электро-гидроударного воздействия на околоскважинную зону продуктивного пласта является расчетное сопровождение, позволяющее выбирать количественно-мощностные характеристики погружного электро-гидроударного генератора и комплексных аппаратов. Так же знание параметров воздействия позволяет исключить аварийные ситуации при проведении работ. На основе литературного анализа и результатов лабораторных исследований разработана программное обеспечение для систем ЭВМ, для проведения численных расчетов процессов в скважине при электро-гидроударном воздействии.

4.1 Физико-математическая модель процессов в околоскважинной зоне пласта при электро-гидроударном воздействии.

Очистка поровых каналов вследствие стрессовой депрессии реализуется за счет обратной промывки. Это необходимо для того, чтобы извлечь мелко дисперсные структуры из поровых каналов, тем самым увеличив диаметр каналов фильтрации.

Для того, чтобы создать депрессию – необходимо производить направленный электро-гидравлический удар. Это обеспечивается благодаря использованию пакеров и гидродинамической изоляции обрабатываемой зоны.

Необходимо знать энергию электро-гидравлического удара, достаточную для частичного растрескивания около скважинного пространства в районе перфорационных отверстий.

Был произведен расчет энергии необходимый для растрескивания призабойной зоны

$$p_{\text{раз}} = p_{\text{в.г.}} - p_{\text{пл}} + \sigma_p \quad (4.1)$$

где, $p_{в.г.}$ – вертикальное горное давление; $p_{пл.}$ – пластовое давление; σ_p – давление расслоения породы.

Вертикальное горное давление рассчитывается как:

$$p_{в.г.} = \rho_{п} g H \quad (4.2)$$

где, $\rho_{п}$ – средняя плотность вышележащих горных пород. H – глубина залегания пласта;

Допустим, что давление расслоение горных пород равно 1,3 МПа; пласт находится на глубине $H=1500$ м; средняя плотность вышележащих горных пород составляет $\rho_{п}=2300$ кг/м³; пластовое давление $p_{пл} = 18$ Мпа.

Согласно формуле (4.1) найдем давление разрыва:

$$\begin{aligned} p_{раз} &= 2500 * 9,8 * 1500 - 18 * 10^6 + 1,3 * 10^6 = (36,75 - 18 + 1,3) * 10^6 \\ &= 20,05 \text{ МПа} \end{aligned}$$

На основе работ Гулого Г.А. рассчитаем давление создаваемое за счет электро-гидроударного воздействия, для этого воспользуемся формулой (4.3) и просмотрим амплитуду распространения давления (рисунок 4.1) [30].

$$P_m = \frac{2 \cdot 10^2}{\sqrt{r}} \left(\frac{CU^2}{L} \right)^{\frac{5}{16}} \omega^{\frac{7}{16}} \quad (4.3)$$

где ω – энергия в момент первого импульса, r – удаление от точки разряда, м; C – емкость накопленной энергии, мкф; U – напряжение, КВ; L – мкГ

Из проведенных расчетов и полученного графика следует, что растрескивание породы при заданных условиях свойств горной породы, и параметров колебательного контура происходить не будет. Следует отметить, что эффект от ЭГВ имеет быстрый процесс затухания.

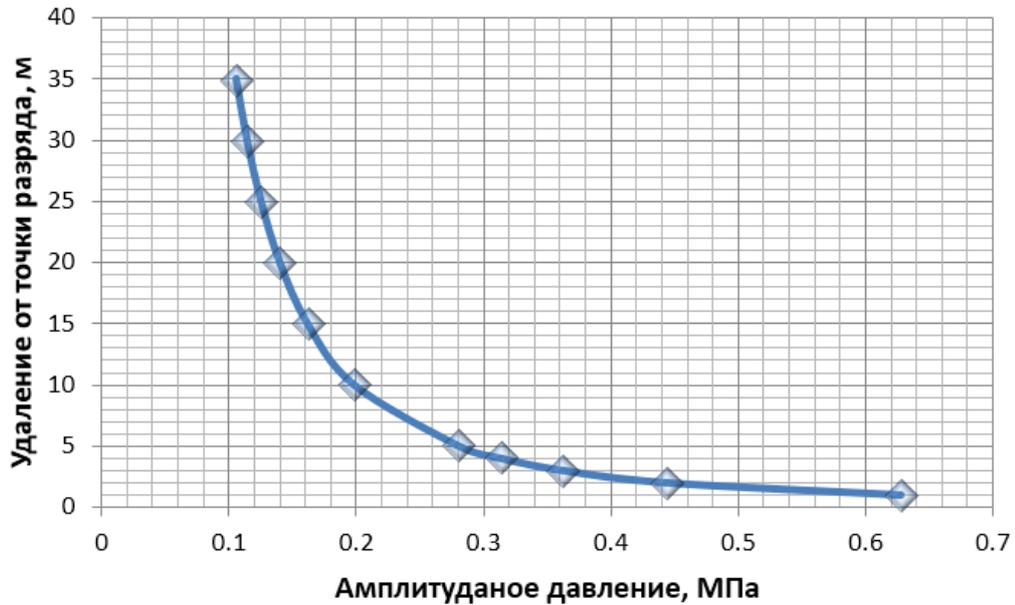


Рисунок 4.1 – Динамика изменения амплитудного давления, возникшего в результате воздействия, по мере удаления от источника.

В своих исследованиях Меркулов А. А. [7] рассматривает другой подход.

Изменения массы, энергии и импульса представляются в интегральном виде:

$$\oint_{\Gamma} A dx - B dt = \iint_{\Omega} C dx dt \quad (4.4)$$

где, Γ – граница площади, Ω – произвольная площадь, коэффициенты A, B и C – характеризуют вектор-столбцы:

$$A = \begin{vmatrix} \rho \\ \rho v \\ \rho(\varepsilon + v^2/2) \end{vmatrix}, B = \begin{vmatrix} \rho v \\ p + \rho v^2 \\ \rho v \left(\varepsilon + \frac{v^2}{2} \right) + p v \end{vmatrix}, C = \begin{vmatrix} 0 \\ -\rho(g + \beta v|v|) \\ -\rho v(g + \beta v|v|) \end{vmatrix}$$

где, ρ – плотность; p – давление; v – скорость в направлении оси x ; ε – внутренняя энергия единицы массы жидкости; g – ускорение свободного падения; $\beta = \lambda/(4D)$ – гидравлический коэффициент трения; D – внутренний диаметр скважины; λ_0 – коэффициент сопротивления в формуле Дарси-Вейсбаха для потери напора на трение в трубе [7,85,86].

При воздействии дополнительно учитываются возможности напряженно-деформированности породы влияющие на снижение прочности. Преимущественно ориентируются на двумерные задачи и рассматривают хрупкое

разрушение, т.е. до воздействия на минерал он считается идеально упругим. При анализе возможности разрушения породы используются различные критерии: деформационные критерии Леонова-Панасюка-Дагдейла, силовые критерии Баренблатта и энергетический критерий Гриффитса.

Критерий Гриффитса обусловлен следующими положениям, полученными при рассмотрении задачи о всестороннем растяжении бесконечной упругой плоскости с конечным прямолинейным разрезом.

1. Вводится поверхностная энергия разрушения и критерий хрупкого разрушения $\Delta U + \Delta \Pi = \Delta A$, где, ΔU – изменение упругой энергии при переходе от первого состояния трещины ко второму; $\Delta \Pi$ – изменение поверхности энергии трещины: $\Pi = 4\gamma l$, где γ – работа, необходимая для образования единицы свободной поверхности трещины, l – полудлина трещины; ΔA – работы внешних сил.

В случае плоской деформации критическое значение нагрузки $p^*(\sigma_c)$ определяется формулой:

$$p^* = \sigma_c \sqrt{\frac{2E\gamma}{\pi(1-\nu^2)l}} \quad (4.5)$$

где ν – коэффициент Пуассона материала.

2. Разрушение материала происходит вдоль площадки, на которой нормальное растягивающее напряжение достигает критического значения.

Критерий Гриффитса является наиболее строгим в части оценки общей площади формирования трещин при определенных затратах энергии, но не дает ответа о конфигурации трещин [7,87].

Критерии, Баренблатта описывают хрупкое разрушение с напряженным состоянием в вершине трещины, т.е. обращается внимание не на изменение энергии всего тела, а на распределение напряжений в окрестности вершины трещины. Баренблатт рассматривает более плавное смыкание берегов трещины, т.е. значение угла раскрытия равно нулю, что позволяет ввести в зоне формирования трещины силы сцепления, оставаясь в рамках линейно теории упругости. Баренблатт в своих трудах [7,88,89] формулирует следующие утверждения:

1) берега трещины смыкаются плавно и конфигурация концевой зоны не меняется при развитии трещины;

2) в малой зоне у вершины трещины действуют силы сцепления;

3) напряжения в окрестности вершины трещины конечны.

$$\sqrt{p\bar{l}} * k_1 = \sqrt{2\bar{l}} * K \quad (4.6)$$

Где $k_1 \propto p\sqrt{\bar{l}}$ при $p = \text{const}$; K – коэффициент сцепления, являющийся постоянной материала.

В работе Баренблатта [7,72] предложено новое механическое видение задачи: по Гриффитсу берега трещины свободны от напряжений, по Баренблатту – в малой зоне вблизи вершины трещины вводятся силы сцепления, с помощью которых осуществляется «подправление» классической механики твердого деформируемого тела.

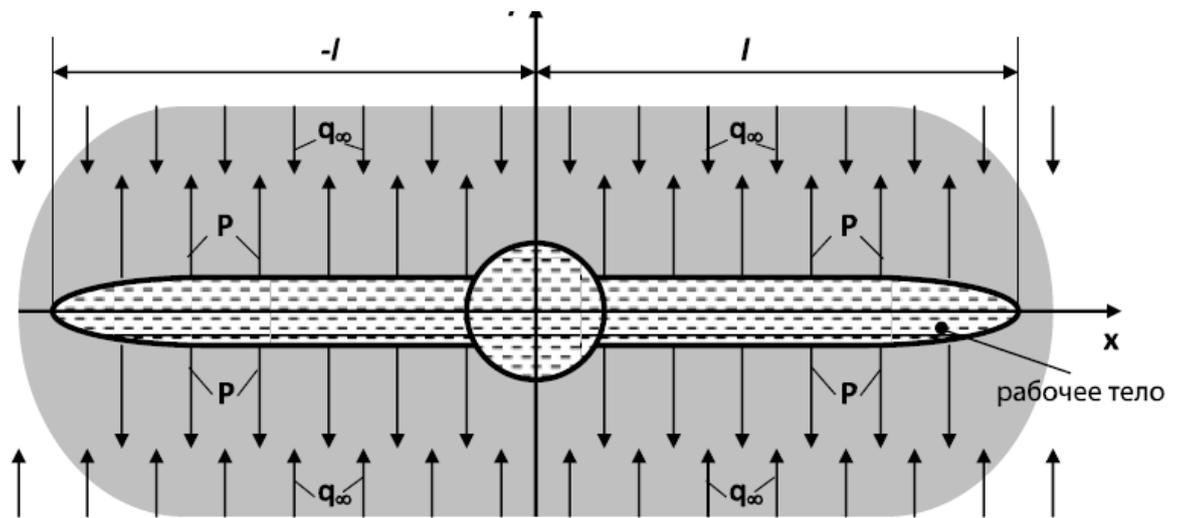
Деформационные критерии Леонова-Панасюка-Дагдейла.

Проверка по деформационному критерию состоит из определения деформаций вблизи вершины трещины и сравнение полученных значений с критическими. При достижении деформации критических значений начинается разрушение. Эффективность деформационных критериев основана на возможности экспериментальным путем достаточно точно определять деформации вблизи вершины трещины.

Продолжительность импульсного воздействия на ПЗП не превышает пяти секунд и фильтрация рабочего тела в продуктивный пласт в течение этого времени будет незначительной. В этом случае можно утверждать, что на ПЗП воздействует нефилтующееся рабочее тело и продуктивный пласт, примыкающий к скважине, под действием давления будут формироваться микротрещины аналогично толстостенному сосуду - по образующей, то есть в продуктивном пласте будет иметь место как минимум одна вертикальная трещина.

При импульсном воздействии на ПЗП, распространение (рост) вертикальных микротрещин происходит под действием давления рабочего тела, задавливаемого из скважины в пласт. Согласно схеме, представленной на рисунке

4.2, при импульсных воздействиях на ПЗП, образующиеся вертикальные двусторонние трещины относятся к трещинам нормального отрыва [7].



P – давление рабочего тела на стенки трещины, q_{∞} – боковое горное давление;
 l – полудлина трещины.

Рисунок 4.2 – Схема действия давления рабочего тела на стенки вертикальной двусторонней трещины

В работе Желтова Ю. П. [90] сообщается, что при нагрузке и разгрузке давлением по всей области воздействия формируется трещиноватость и/или микротрещиноватости породы. После обработки в пласте сформируются остаточная трещиноватость и/или микротрещиноватость при выполнении условия:

$$\frac{P_{\text{в}} - P_{\text{пл}}}{P_{\text{б}}} \geq \frac{E_2/E_1}{E_2/E_1 - 1} \quad (4.7)$$

где $P_{\text{в}}$ – давление сформированное воздействием; $P_{\text{пл}}$ – давление в пласте; $P_{\text{б}}$ – боковое горное давление, E_1 – модуль Юнга при нагрузке; E_2 – модуль Юнга при разгрузке.

Анализ полученных результатов свидетельствует о том, что ударная волна полученная в результате воздействия быстро затухает. Технология электрогидроударной обработки призабойной зоны пласта не может конкурировать с общепринятым гидроразрывом пласта. Однако такого давления вполне достаточно для очистки поровых каналов от техногенных загрязнений, кроме того

депрессия волны распространяется в пласт и может способствовать очистке призабойной зоны на расстоянии в радиусе до 5 м. [91,92].

В работе Щербича Н. Е. и коллег [93] описано, что нестационарная волна излучается поверхностью канала разряда, представляющего собой круговой цилиндр радиусом $r_k (r_k \ll r_1)$ расположенного соосно с оболочкой. На рисунке 4.3 показано нормальное сечение рассматриваемой системы. В результате распространения падающей волны по среде и взаимодействия ее с трубой образуется система отраженных излученных волн, а так же происходит ее нестационарное деформирование.

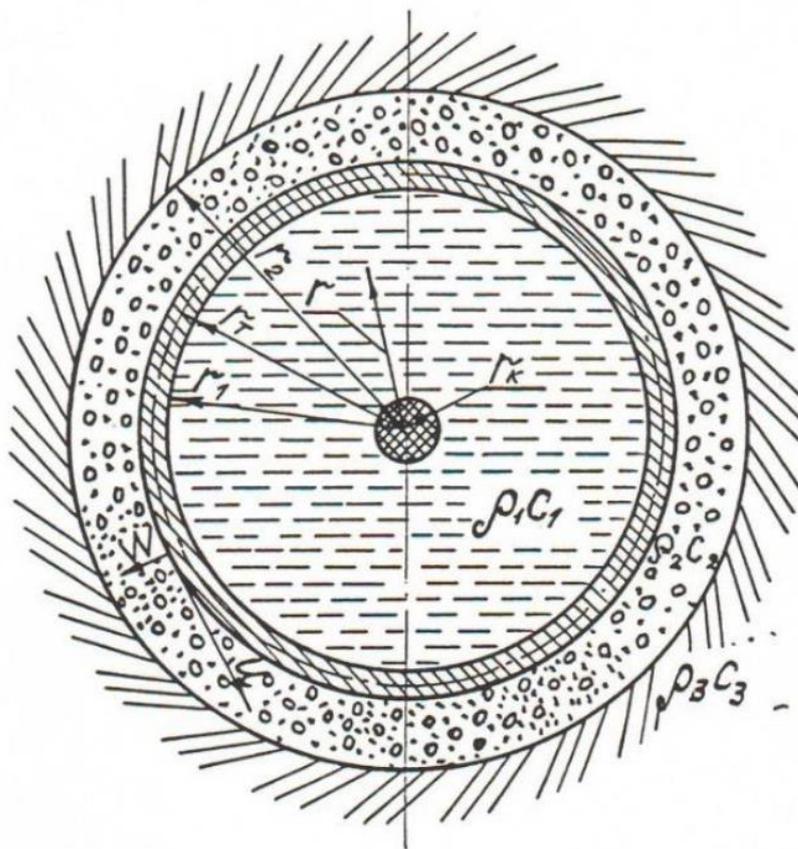


Рисунок 4.3 – схема расположения источника воздействия и цилиндрической оболочки

Полученные результаты лабораторных экспериментов (см. главу 3) с физико-математическими процессами в призабойной зоне пласта позволили разработать методику определения оптимальных показателей генерации упругих импульсов в стволе скважины (Рисунок 4.4). Данная методика легла в основу разработки алгоритма программы для ЭВМ «Комплексная система оценки

эффективности электро-гидроударного воздействия (EGS Oil)» (свидетельство о гос. регистрации № 2021618049, Приложение Б.1).

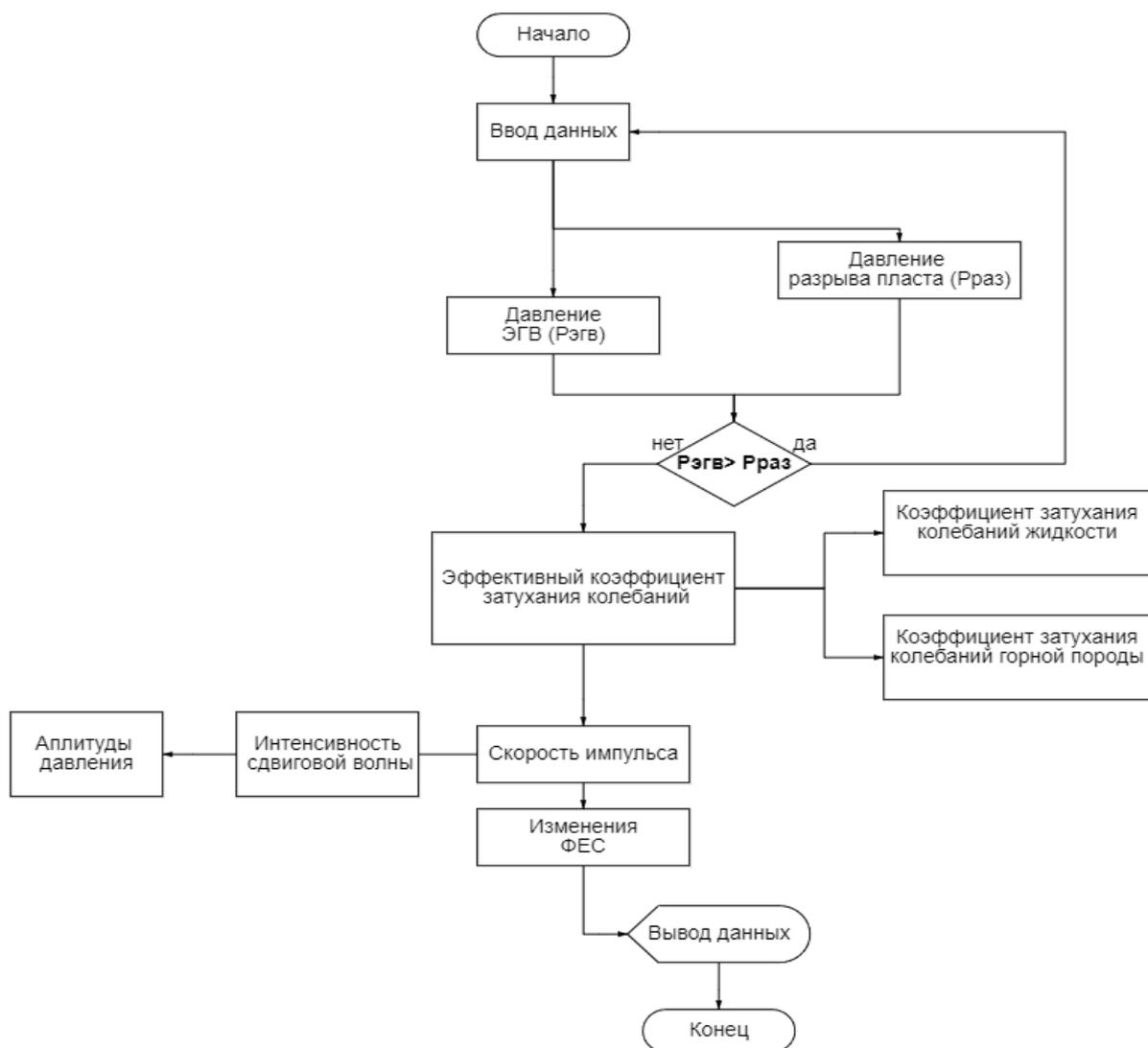


Рисунок 4.4 - Алгоритм расчета эффективности электро-гидроударного воздействия

Алгоритм расчета заключается в определении минимальной необходимой энергии создания электро-гидроудара, которое формирует импульс давления воздействующий на продуктивный пласт. Данный показатель не должен превышать предел прочности породы. В случае выполнения условий по формированию импульса, алгоритм прогнозирует изменение показателей ФЕС согласно функции отклика (см. главу 3).

4.2 Методика электро-гидроударного воздействия на продуктивный пласт при одновременной добычи нефти

Ранее в данной работе (см. главу 1) были рассмотрены технологии волнового воздействия на призабойную зону пласта. Все они могут быть классифицированы относительно способа генерации упругих колебаний, частоты рабочего диапазона и мощности воздействия. В ходе исследований результатов промысловых испытаний было установлено, что применение технологий волнового воздействия приводит к очистке призабойной зоны скважин, формированию новых трещиновато-поровых каналов, что в результате способствует интенсификации добычи.

Анализ достоинств и недостатков каждого типа устройств показал, что с точки зрения простоты и рентабельности конструкции излучателя наибольший интерес представляют устройства, работающие в импульсном режиме. Однако, для реализации воздействия в большинстве случаев используется калиброванный металлический проводник, что ограничивает количество воздействий без спускоподъемных операций.

Таким образом, для разработки указанной методике электро-гидроударного воздействия необходимо использование внутрискважинного излучателя, работающего без калиброванного металлического проводника, закрепленного на НКТ. Работа излучателя в данной комбинации, может генерировать воздействие с довольно простым способом, регулировать напряжения и частоту воздействия прямо с поверхности.

К недостаткам существующих методов импульсного и электрического воздействий можно отнести непродолжительную эффективность от воздействия, в виде увеличения дебита добывающей скважины, который через некоторое время возвращаются на первоначальный уровень до воздействия. Это порождает необходимость в приостановлении работы скважины и повторного проведения операции, что существенно снижает рентабельность с экономической точки зрения.

Таким образом, задача разработки метода воздействия на пласт должно отвечать следующим техническим решениям:

- снизить количество остановок скважин;
- регулирование характеристик воздействия с целью достижения максимальных показателей;
- поддерживать высокий дебит скважины.

На основании проведенных лабораторных экспериментов предлагается методика электро-гидроударного воздействия на продуктивный пласт при одновременной добычи нефти, отличается от известных тем, что во-первых, в электро-гидроударном генераторе отсутствует необходимость в калиброванном проводнике, тем самым не ограничивает количество проводимых воздействий без подъема источника на поверхность, во-вторых генератор подвешивается на колонне НКТ на уровне перфорационных отверстий, позволяя одновременно производить воздействия на пласт электро-гидроударами и работу ШГН.

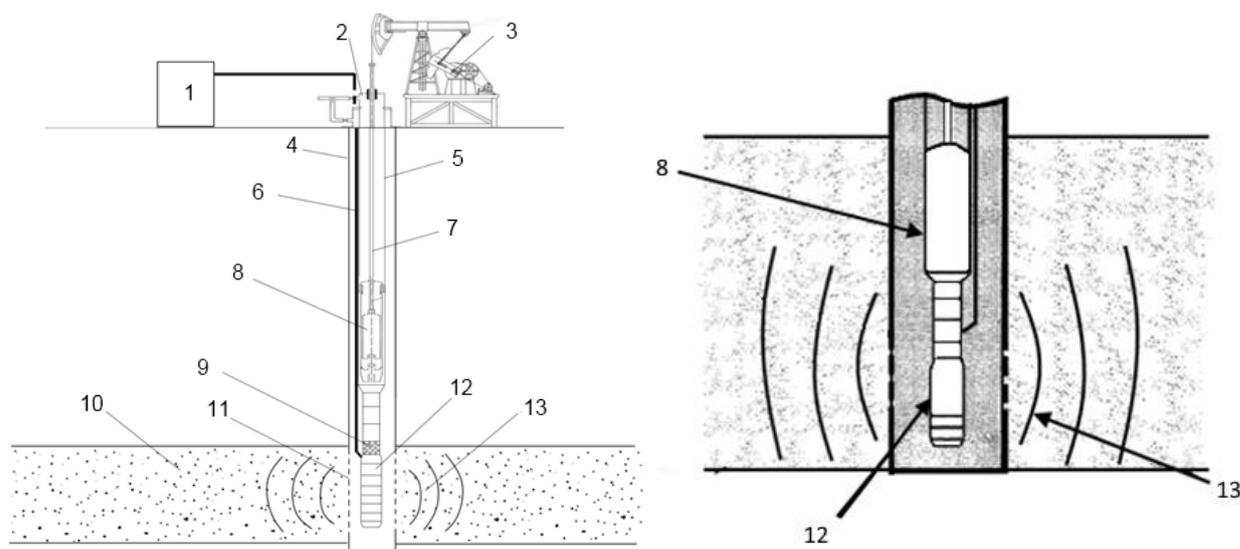
Одной из отличительной особенностью методики является использование греющего кабеля для питания погружного оборудования, который выведен вдоль насосно-компрессорных труб, что дополнительно предотвращает отложений гидратов в скважине.

Все выше перечисленное послужило основанием для формирования заявки на полезной модели устройства «способ и устройство воздействия на околоскважинную зону импульсным давлением»

Предложенной методикой решается задача повышения эффективности добычи нефти при электро-гидроударном воздействии за счет возможности настройки количественных характеристик погружного оборудования в процессе добычи нефти, использования для питания греющегося кабеля, что препятствует гидротообразованию в скважине, что снижает капитальные затраты на оборудование скважины.

Для этого внутри скважины напротив перфорационных отверстий размещается скважинный разрядник электро-гидроударов, который питается электрической энергией через греющий кабель выведенный вдоль НКТ от блока

управления размещенного на поверхности вблизи скважины блока управления представляет собой электронный элемент, включающий регуляторы мощности (от 0,1 до 3 кВ) и частоты воздействия и усилитель мощности сигнала. Схема, представленная на рисунке 4.5 позволяет реализовать одновременную добычу нефти и электро-гидроударное воздействие на продуктивный пласт. В ходе электро-гидроударного воздействия происходит повышение коэффициента подвижности и снижение вязкости добываемого флюида, что приводит к повышению интенсификации притока.



1 – Блок управления; 2 – обвязка устья скважины; 3 – станок-качалка; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – НКТ ; 6 – греющий электрический кабель; 7 – штанги; 8 – насос; 9 – фильтр-хвостовик; 10 – продуктивный пласт; 11 – зона перфорации; 12 – внутрискважинный излучатель; 13 – распространение волн.

Рисунок 4.5 – Схема компоновки насосного оборудования добывающей скважины с возможностью электро-гидроударного воздействия на ПЗП

Технология осуществляется в следующей последовательности:

1. В скважину спускается компоновка, включающая НКТ с установленным фильтром-хвостовиком, к которому подвешен электро-гидроударный излучатель. Электричество на излучатель подается по греющему кабелю от наземного блока управления.

2. Производится настройка частотно-мощностных характеристик и запуск электро-гидроударного излучателя.

3. Далее в работу запускают насосное оборудование.

4. После обработки электро-гидроударный излучатель отключается и скважина работает в штатном режиме.

5. В течении нескольких месяцев процедура работы электро-гидроударного излучателя повторяется для поддержания максимального эффекта от воздействия.

К использованию в качестве накопителя энергии может быть предложены высоковольтные конденсаторы, количество которых доходит до нескольких десятков. Размеры и компоновка возможного генератора определяются внутренним диаметром эксплуатационной колонны и характеристиками продуктивного пласта. Необходимо отметить, что диаметр генератора влияет на его общую длину.

Технические характеристики возможного электро-гидроударного генератора и блока управления расположенного на поверхности представлены в таблицах 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Технические характеристики погружного генератора

| Характеристика | Значение |
|--|----------|
| Рабочая частота, Гц | 1-100000 |
| Напряжение питания, В | 6000 |
| Диаметр, мм | 100 |
| Допустимая температура внешней среды, °С | до + 150 |

Таблица 4.2 – Технические характеристики блока управлений

| Характеристика | Значение |
|--|--------------|
| Максимальная выходная мощность, кВт | 8 |
| Рабочая частота, Гц | 0,1 – 25 000 |
| Напряжение на выходе, В | до 7500 |
| Допустимая температура внешней среды, °С | -40 – +60 |

Указанную компоновку можно использовать для электро-гидроударного воздействия на продуктивный нефтесодержащий пласт при одновременной добыче нефти штанговыми глубинными насосами, приводимыми в работу посредством станков-качалок (Приложение В.1).

4.3 Выбор эксплуатационного объекта для проведения электро-гидроударного воздействия

Согласно результатам проведенных исследований (глава 3) воздействие электро-гидроударами имеет наибольшую эффективность на показатели ФЕС горных пород в призабойной зоне. Следует отметить, что данный метод способствует интенсификации течения в пористой среде как нефти, так и воды. Из чего можно сделать вывод, об эффективности воздействия в малодебитных скважинах с низкопроницаемыми пластами.

К таким объектам можно отнести пласт ЮС нефтяного месторождения «П», расположенного на территории Западной Сибири (таблица 4.3).

Данный пласт является литологически ограниченный, на востоке границы залежь имеется линия глинизации коллекторов, которая прослеживается на соседних месторождениях.

Размеры залежи 57х48 км, высота 300 м.

В пределах месторождения «П» коллектор пласта вскрыт скважинами на абсолютной отметке 2536 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина по данным ГИС составляет 4.9 м.

Количество проницаемых пропластков в пласте по скважинам изменяется от 1 до 22, в среднем коэффициент расчлененности равен 6.6. Коэффициент песчаности в среднем равен 0.37.

Температуры вод в продуктивной части в среднем составляет 65 °С.

Средняя эффективная нефтенасыщенная 4.9 м.

Таблица 4.3 - Геолого-физические характеристики объекта разработки

| Параметры | Пласт |
|---|---------|
| | ЮС |
| 1 | 2 |
| Тип залежи | ЛО |
| Тип коллектора | поровый |
| Площадь нефтегазоносности, тыс.м ² | 162290 |

| | |
|--|-------|
| 1 | 2 |
| Средняя общая толщина, м | 60 |
| Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м | 4.9 |
| Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м | 4.6 |
| Коэффициент пористости, доли ед. | 0.2 |
| Средний коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед. | 0.50 |
| Средний коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед. | 0.50 |
| Средний коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед. | 0.50 |
| Проницаемость, 10^{-3} мкм ² | 4.0 |
| Коэффициент песчаности, доли ед. | 0.37 |
| Расчлененность, ед. | 6.6 |
| Начальная пластовая температура, °С | 65 |
| Начальное пластовое давление, МПа | 22.0 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа.с | 1.3 |
| Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³ | 0.780 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³ | 0.809 |
| Объемный коэффициент нефти, доли ед. | 1.23 |
| Содержание серы в нефти, % | 0.700 |
| Содержание парафина в нефти, % | 5.13 |
| Давление насыщения нефти газом, МПа | 8.7 |
| Газовый фактор, м ³ /т | 77 |
| Содержание сероводорода, % | - |
| Вязкость воды в пластовых условиях, мПа.с | 0.4 |
| Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³ | 1,024 |
| Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³ | 1.011 |
| Водоудерживающая способность, % | 99,3 |
| Сжимаемость, 1/МПа.10 ⁻⁴ | 3,6 |
| нефти | 12.0 |
| воды | 4.6 |
| породы | 3 |
| Коэффициент вытеснения, доли ед. | 0.649 |
| Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/Мпа | 0.84 |

Коэффициент пористости пород пласта составляет 0.2 д.е., проницаемость - от $4 \cdot 10^{-3}$ мкм², водоудерживающая способность – до 99.3 %.

Таким образом, для пласта ЮС месторождения «П» можно выделить следующие особенности:

– Породы-коллекторы относятся к IV и реже к V и VI классам по

А. А. Ханину.

– Пористость пород-коллекторов по керну в среднем составляя 0.2 д.ед.

– Проницаемость пород-коллекторов по керну, в среднем составляя $4.0 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Коэффициент статической сжимаемости пласта ЮС был определен на 11 образцах горных пород месторождения «П». Среднее значение пористости для изучаемых пород составляет 17.6 %, абсолютной газопроницаемости – $43.69 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коэффициенты сжимаемости имеет среднее значение – $3.6 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа.

Коллекторы продуктивных пластов месторождения «П» выделялись по качественным признакам:

– по наличию глинистой корки на стенке скважины, устанавливаемой по диаграммам каверномера;

– по наличию положительных приращений на кривых микрозондирования;

– по наличию радиального градиента сопротивлений по данным БКЗ, БК, МБК;

– уменьшение естественной радиоактивности относительно вмещающихся глин.

В разрезе скважины исключались явные неколлекторы: плотные пласты, глины, угли, геофизические характеристики которых явно выражены.

При отсутствии прямых качественных признаков использовались косвенные количественные критерии коллектора.

В условиях пласта нефть легкая (в среднем 751 кг/м^3), незначительной вязкости (1.3 мПа·с). Давление насыщения нефти газом в зависимости от количества растворенного газа изменяется от 12 до 19 МПа, что существенно ниже пластового давления.

Подсчетные параметры, зависящие от свойств и состава пластового флюида:

– газосодержание – $95 \text{ м}^3/\text{т}$;

– плотность дегазированной нефти – 848 кг/м^3 ;

– пересчетный коэффициент 0.813.

По материалам хроматографического анализа нефтяные газы жирные, концентрация неуглеводородных компонентов в газе (азот, двуокись углерода) невелика и в сумме около 2.38 % объемных. Сероводород в составе газа хроматографическими методами не обнаружен.

Дегазированная нефть (по результатам анализа устьевых проб) сернистая, парафинистая, смолистая, средней плотности, с выходом фракций выкипающих до 300 °С около 43 % объемных.

4.4 Цифровая трехмерная фильтрационная модель пласта

Гидродинамическая модель (ГДМ) месторождения «П», построена в гидродинамическом симуляторе TEMPEST MORE компании ROXAR.

Задачи проектирования разработки решаются на основе фильтрационного моделирования на адекватной геолого-технологической модели объектов разработки. Созданная гидродинамическая модель месторождения «П» являются необходимым инструментом для цифровой оценки эффекта от исследуемого в данной работе воздействия на ПЗП скважины.

Объектом гидродинамического моделирования на месторождении является пласт БВ8. (рисунок. 4.6).

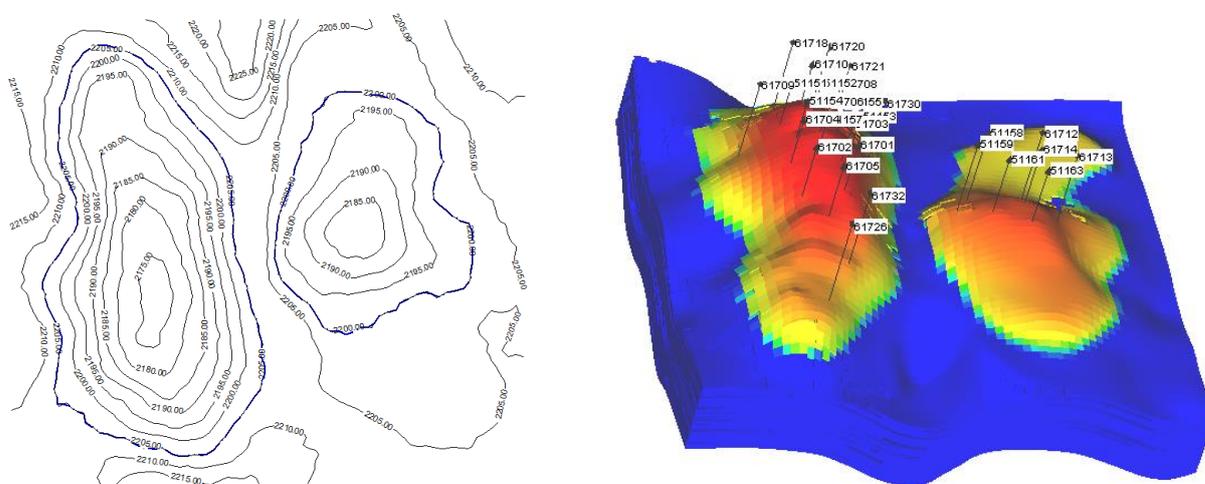


Рисунок 4.6 - Области фильтрационного моделирования пласта ЮС

Для построения фильтрационных моделей использована двухфазная модель «Black Oil», которая по своим характеристикам соответствует моделям нелетучей нефти, где углеводородная система представлена двумя компонентами: нефтью и растворенным газом. В моделях применена равновесная инициализация. Каркасы сформированы на основе геометрии «угловой точки» (corner point). Основой для создания фильтрационных моделей послужил набор данных, основными из которых являются геологическая модель месторождения, физико-химические свойства флюидов (вязкость, объемный коэффициент, плотность, сжимаемость), фазовые проницаемости, определенные в ходе лабораторных опытов. Ремасштабирование геологических моделей не проводилось (Таблица 4.4.).

Таблица 4.4 - Размеры гидродинамической модели

| Пласты | Размер ячеек | Размерность сетки | Количество ячеек | |
|--------|--------------|-------------------|------------------|----------|
| | | | Всего | Активных |
| ЮС | 50×50 | 82×74×42 | 254856 | 103223 |

Физико-химические свойства флюидов и породы

Для описания движения флюидов нефтяных залежей, выбрана модель двухфазной изотермической фильтрации. Поэтому свойства пластовых жидкостей и породы (таблица 4.5) заданы в виде констант, не зависящих от давления. Принятые параметры для моделирования соответствуют утвержденным значениям.

Таблица 4.5 - Физико-химические свойства флюидов и породы нефтяной залежи.

| Параметры | ЮС |
|---|-------|
| Плотность нефти в по верх. усл., т/м ³ | 0,809 |
| Плотность нефти в пласт. усл., т/м ³ | 0,780 |
| Плотность воды в по верх. усл., т/м ³ | 1,024 |
| Объемный коэффициент нефти, б/р | 1,23 |
| Пластовая температура, °С | 65 |
| Давление насыщения нефти, МПа | 8.7 |
| Пластовое давление, МПа | 22 |
| Газовый фактор, м ³ /т | 77 |
| Вязкость нефти в пласт. усл., мПа×с | 1.3 |
| Вязкость воды в пласт. усл., мПа×с | 0,4 |

Задание граничных условий и моделирование работы скважин.

При гидродинамическом моделировании объектов разработки месторождения «П» на боковых гранях моделей пласта реализовано условие поддержания начального пластового давления, заданы непроницаемая верхняя граница. При проведении расчетов задавались координаты скважин на сетке, интервалы перфорации, коэффициенты эксплуатации и забойные давления.

Реализация процессов ГПП в модели осуществлялась с помощью опций WFRA, моделирующей дополнительные соединения скважина – пласт с коэффициентами связи с пластом в соответствии с представленными в программном продукте уравнениями.

Насыщенность остаточной нефтью и остаточной водой.

Для определения подвижных запасов нефти при моделировании необходимо учесть объем, занятый остаточной нефтью. Для определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения на керне пласта проводятся специальные исследования.

Следует подчеркнуть, что коэффициент вытеснения является производной величиной: $K_{\text{выт}} = (K_{\text{нн}} - K_{\text{но}}) / K_{\text{но}}$, и определяется исходной зависимостью $K_{\text{но}} = f(K_{\text{нн}})$.

Заметим, что остаточная нефтенасыщенностью практически не коррелирует с величинами $K_{\text{нн}}$ и $K_{\text{пр}}$. Однако, в любом случае, при обработке данных независимо от степени их корреляции необходимо получить усредненные зависимости, которые можно было бы использовать для расчетов средних величин остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по залежам.

С этой целью было предложено использовать достаточно простую нелинейную зависимость $K_{\text{но}} = f(K_{\text{нн}})$ следующего вида:

(4.8)

$$K_{\text{но}} = K_{\text{нн}} / (1 + C \cdot K_{\text{нн}}^n),$$

где C – настроечный параметр,

n – показатель нелинейности.

Линейная зависимость является ее частным случаем – при $n = 0$, а при $n = 1$ она переходит в известное уравнение Ланда, что позволяет дифференцировать коэффициенты вытеснения по начальной нефтенасыщенности:

$$K_{\text{выт}} = C \cdot K_{\text{нн}}^n / (1 + C \cdot K_{\text{нн}}^n), \quad (4.9)$$

Величины коэффициентов C и n подбирались из условия наилучшего согласия между расчетными и экспериментальными значениями остаточной нефтенасыщенности кернов (рисунок 4.7, таблица 4.6).

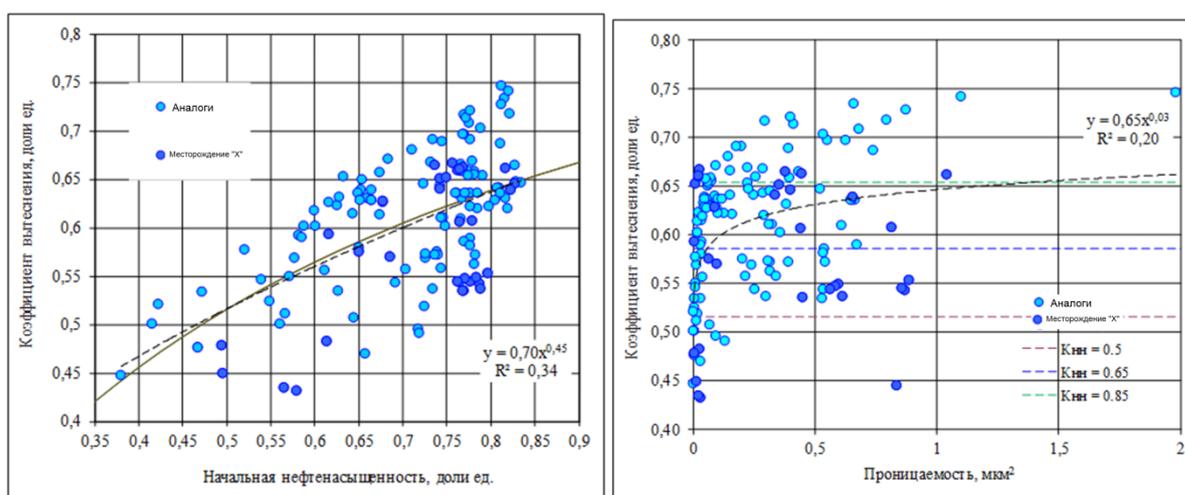


Рисунок 4.7 – расчетные и экспериментальные значениями остаточной нефтенасыщенности кернов

Таблица 4.6 – значениями нефтенасыщенности по образцам горной породы

| Пласт | Начальная нефтенасыщенность, д.ед. | Остаточная нефтенасыщенность, д.ед. | Коэффициент вытеснения, д.ед. |
|-------|------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|
| ЮС | 0,639 | 0,224 | 0,649 |

Куб остаточной водонасыщенности рассчитан по зависимости, полученной на основе результатов исследования керна пласта месторождения «П»:

$$K_{\text{ов}} = 0,59 \times K_{\text{п.дин}}^2 - 9,09 \times K_{\text{п.дин}} + 67,82,$$

где: $K_{ов}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности, %;

$K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, мД;

$K_{п.дин}$ – коэффициент динамической пористости, %.

Функции относительных фазовых проницаемостей

На настоящее время определены фазовые проницаемости на керне пласта ЮС месторождения «П». Эксперименты по определению относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в системе «нефть-вода» проводились в условиях стационарной фильтрации на пяти образцах пласта ЮС. Вид кривых на диаграммах ОФП свидетельствует о гидрофильном, или преимущественно гидрофильном, характере смачиваемости поверхности породы – точка равенства относительных проницаемостей для нефти и воды соответствует значениям водонасыщенности, превосходящим 50%, а соотношение фазовых проницаемостей для воды и нефти в крайних точках $K_{в}^{max}/K_{н}^{max}$ не превышает 30%.

Отметим также ожидаемые достаточно высокие значения ОФП для воды $K_{в}^{max}$ для высокопроницаемых образцов пласта БВ₈, которые обусловлены более низкими достигаемыми в этом случае значениями остаточной нефтенасыщенности. Избирательная смачиваемость породы водой определяет основную форму остаточной нефти как капиллярно заземленную и близкий к поршневому характер вытеснения, при котором большая часть нефти добывается в безводный период.

Опыт моделирования при эксплуатации пласта методом заводнения показал, что прямое использование лабораторных зависимостей, как правило, не позволяет воспроизвести фактические показатели разработки. Керновая функция проводимости противоречит результатам эксплуатации. По керновой зависимости при постоянном забойном давлении после прихода фронта заводнения дебит жидкости может снизиться более чем в 6 раз. На практике такого не наблюдается. Поэтому ОФП, полученные при исследовании керна, в «чистом» виде не могут быть использованы для гидродинамического моделирования.

В данной работе для каждого из пласта были построены функции проводимости, которые позволяют получить адекватную динамику показателей работы скважин. Критические точки соответствуют значениям остаточной нефти и водонасыщенностей, определенным для каждого пласта (рисунки 4.8 и 4.9).

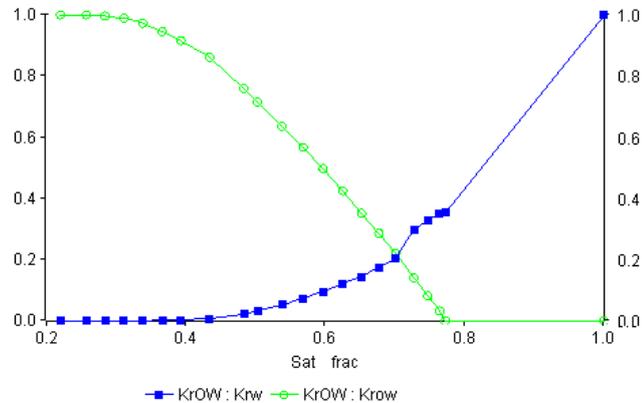


Рисунок 4.8 - Модифицированные ОФП для пласта ЮС

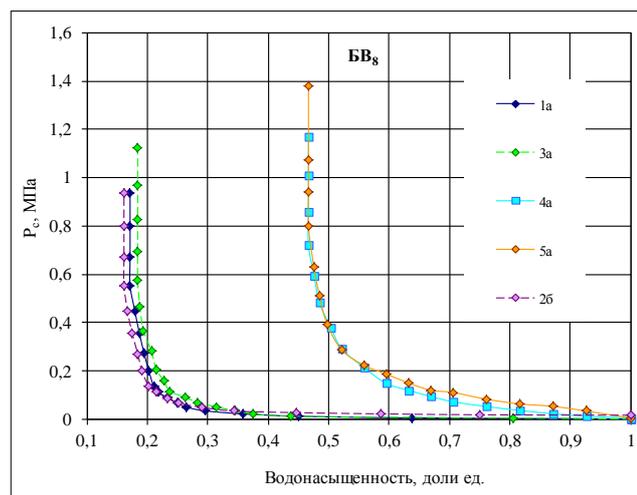


Рисунок 4.9 - Зависимость капиллярного давления P_c от водонасыщенности для керна пласта ЮС

Запасы нефти фильтрационной модели

Корректность определения начальных условий в гидродинамических моделях определяется путем сопоставления запасов нефти в фильтрационной модели с запасами в геологической модели/ Расхождение запасов ЦГДМ от запасов в геологической модели менее 5%.

Адаптация фильтрационных моделей к истории разработки

Под адаптацией геолого-технологической модели понимается итерационный вычислительный процесс, приводящий к удовлетворительному соответствию между

контрольными показателями реального процесса разработки залежи нефти и показателями построенной модели. Именно поэтому сходство ответных реакций на одинаковые внешние воздействия модели и объекта является одним из важнейших признаков, на основе которого оценивается качество построенной модели. В такой постановке уточнение параметров фильтрационной модели на основе результатов адаптации является обратной задачей оценки параметров и состояний модели и объекта с целью установления их соответствия для последующего управления этим объектом.

Отмечаемое в процессе адаптации несоответствие расчетных и фактических показателей, как правило, обусловлено тем, что большинство параметров модели не поддаются непосредственному измерению, и их приближенные значения оцениваются косвенно через другие переменные. Наличие погрешностей измерения, интерполяция, неполнота исходной информации, схематизация и упрощение структурных, фильтрационно-емкостных, физико-механических и физико-химических свойств пластовой системы – все это усложняет решение обратных задач и приводит к тому, что оцениваемые параметры и состояния могут определяться неоднозначно.

Гидродинамические расчеты по адаптации фильтрационной модели проводились при заданных по скважинам средних суточных объемах отборов жидкости, с учетом фактических дней эксплуатации скважин.

Сравнение фактических и расчетных показателей разработки проводилось на конец каждого месяца.

В качестве настраиваемых параметров фильтрационной модели выступают:

отборы и накопленные отборы нефти и жидкости;

закачка и накопленная закачка воды;

дебиты нефти и жидкости;

обводненность продукции;

Адаптация объемов добычи воды и нефти в потоке жидкости производилась модификацией фазовых проницаемостей флюидов, абсолютной проницаемости пласта и параметров взаимодействия скважина-пласт.

Фильтрационная модель являются одним из основных инструментов геолого-промыслового анализа. В результате гидродинамических расчетов на данной модели

могут быть определены прогнозные технологические и технико-экономические показатели, необходимые для оценки эффективности предлагаемых технологических решений (рисунки 4.10 - 4.13).

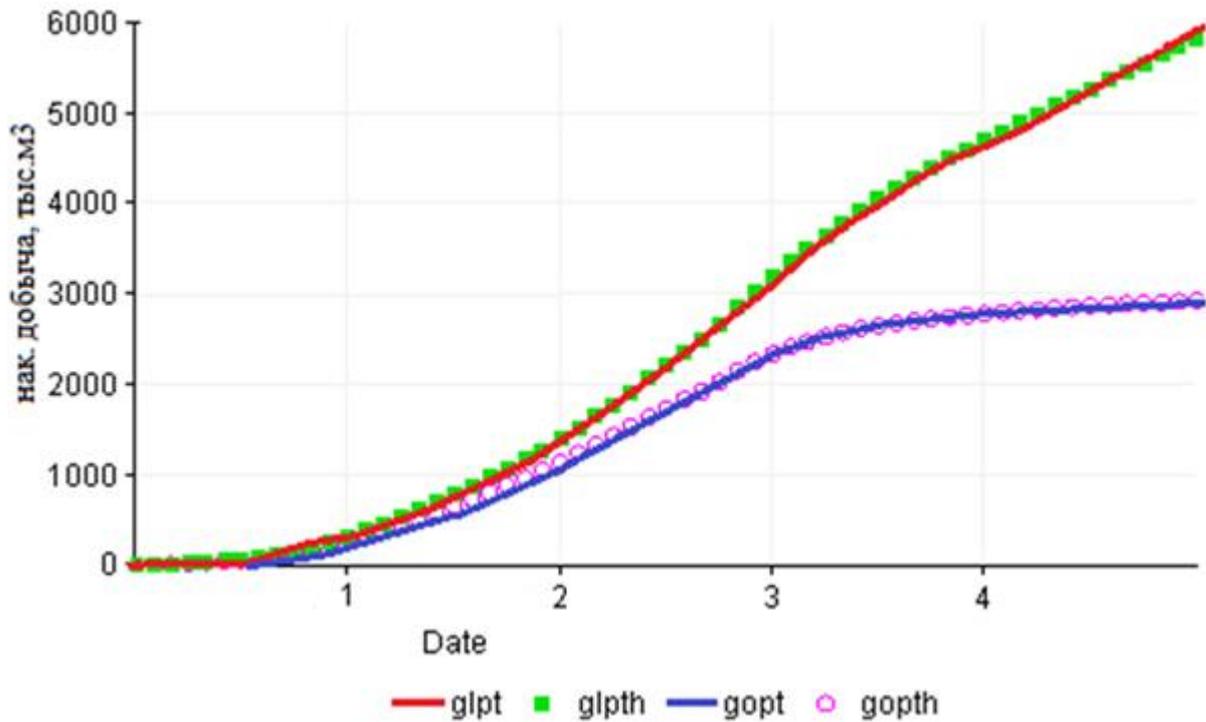


Рисунок 4.10 – Результаты настройки модели(накопленные показатели)



Рисунок 4.11 – Результаты настройки модели(пластовое давление)

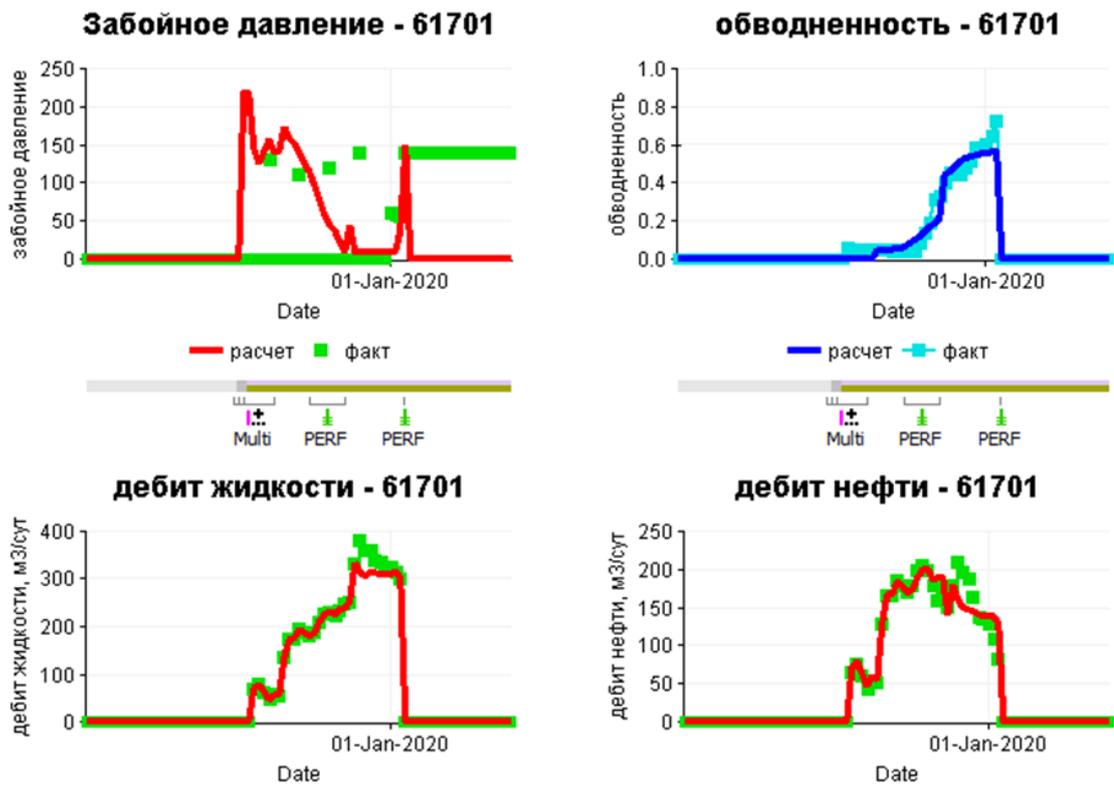


Рисунок 4.12 – Примеры адаптации скважин

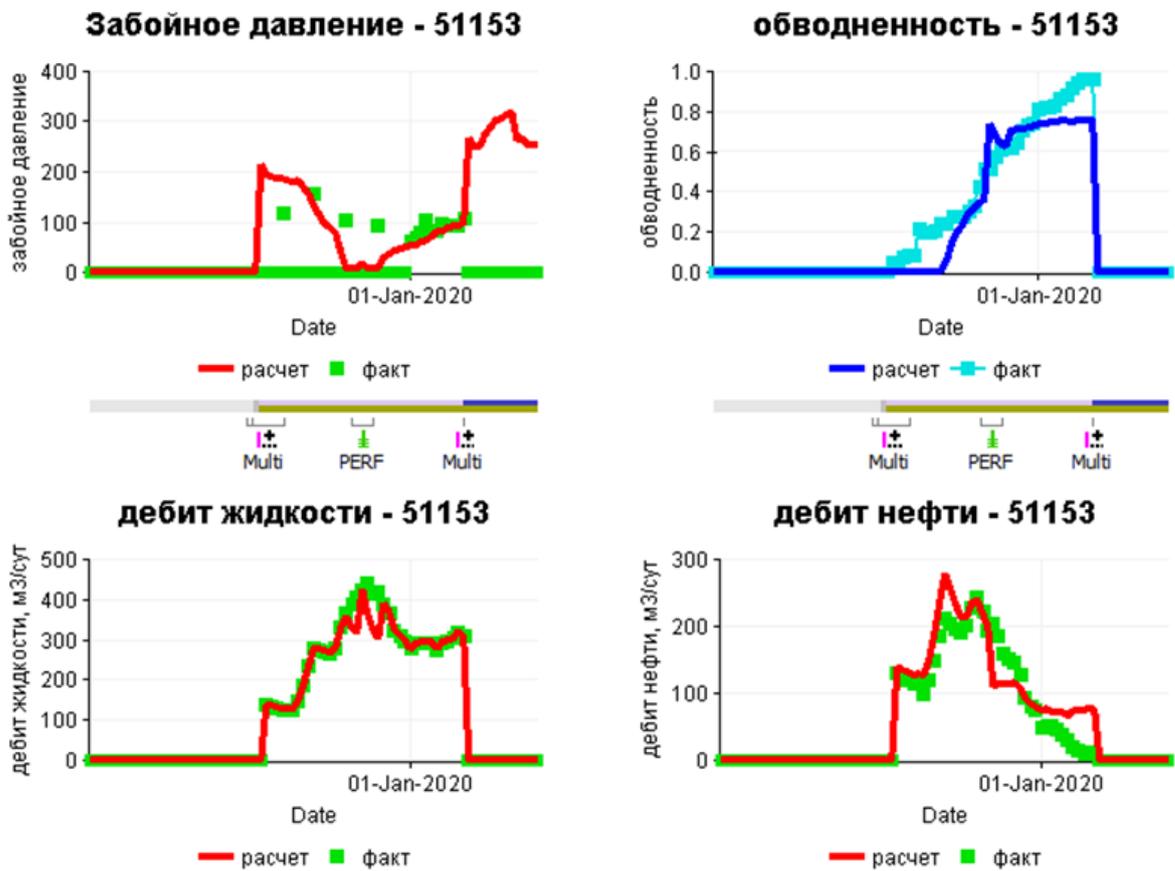


Рисунок 4.13 – Примеры адаптации скважин

В целом созданные фильтрационные модели продуктивных пласта месторождения «П» отвечают нормативным требованиям, предъявляемым отраслевыми Регламентами, и могут служить основой для прогноза технологических показателей разработки [94].

4.5 Результаты моделирования

На описанной выше ГДМ было проведено моделирование электрогидродарного воздействия в области призабойной зоны добывающей скважины.

Для оценки эффекта воздействия производилось два расчета: базовый и с внесенными изменениями.

В районе исследуемой скважины 51157 имелись остаточные запасы (рисунок 4.14).

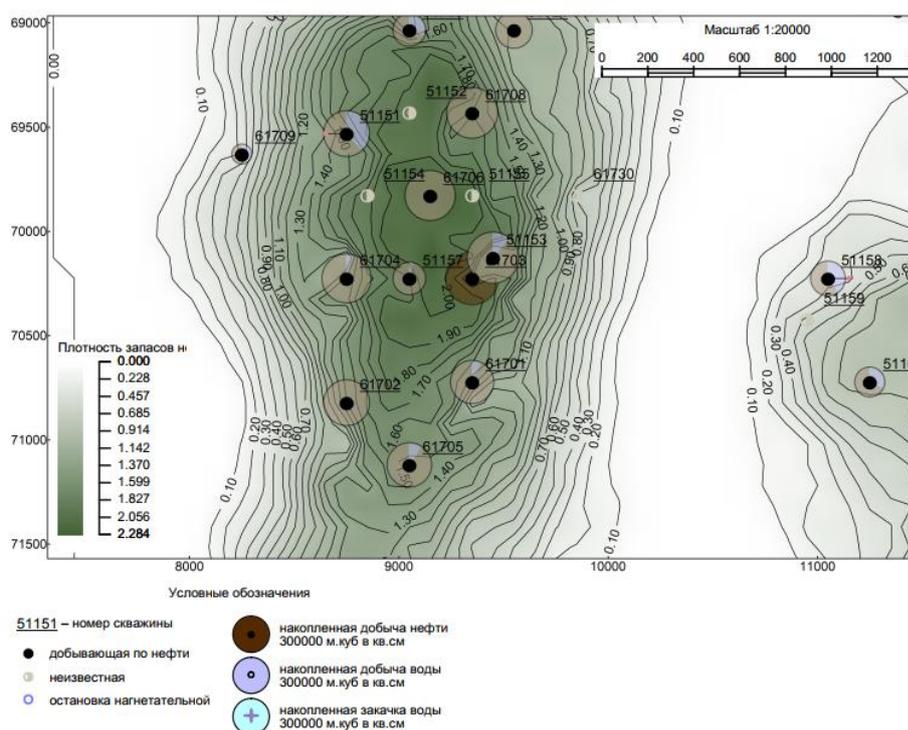


Рисунок 4.14 - карта плотности остаточных запасов нефти

Пластовое давление в районе не было заниженным относительно среднего (рисунок 4.15).

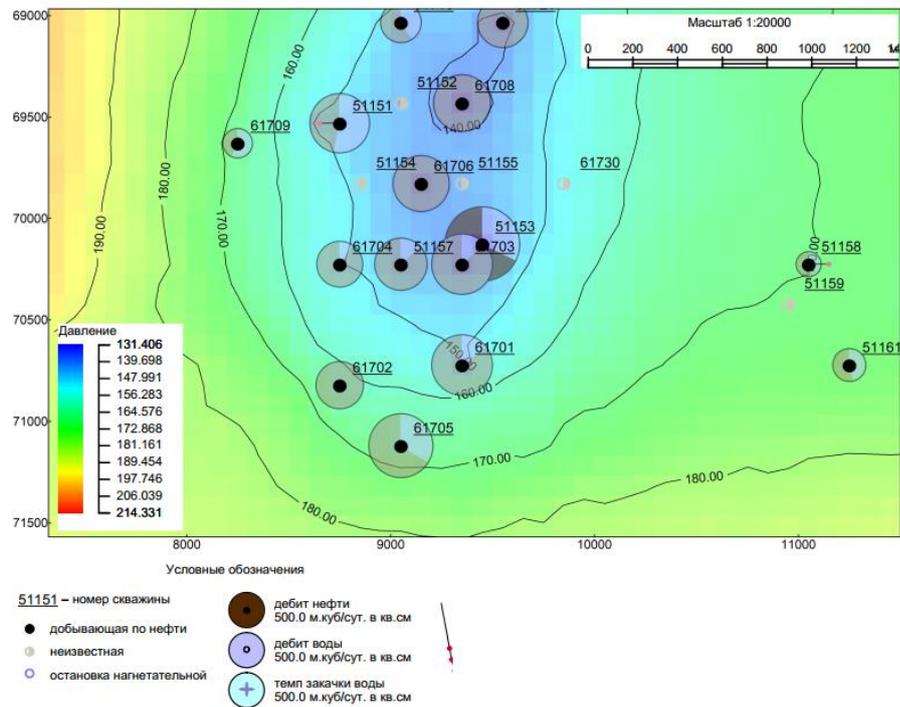


Рисунок 4.15 - Пластовое давление перед воздействием

Для оценки эффекта воздействия выбрали кандидата без осложнения конусовой подошвенной воды. В ГДМ присутствует невысокая расчлененность пласта, но достаточная для создания глинистых перемычек, исключая конусообразование в ряде скважин (рисунок 4.16).

В соответствии с проведенными ранее испытаниями на керне, было установлено значение макс изменения пористости и газопроницаемости в результате проведения электро-гидроударного воздействия. (глава 3). Данные фактических значений были использованы в моделировании ГДМ для модификации в ПЗП скважины ФЭС. Для реализации использовалось заложенные в ПО опции для динамического изменения проницаемости и порового объема (KMOD, PMOD). Поскольку эффект от воздействия снижается во времени, также закладываем в ГДМ снижение коэффициентов модификации заявленных параметров. Макс продолжительность эффекта закладываем - 2 месяца с последующей периодичностью

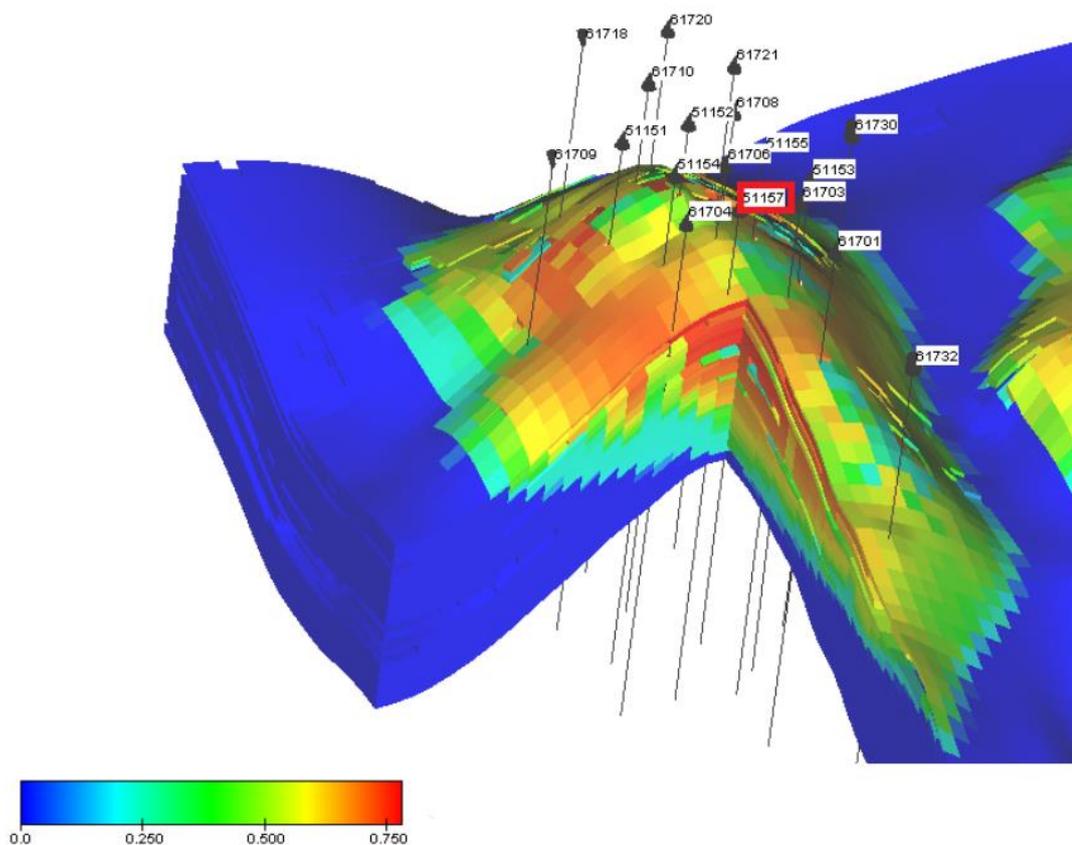


Рисунок 4.16 - Нефтенасыщенность на момент воздействия

В результате гидродинамического моделирования эффектов электрогидроударного воздействия дебит скважины по жидкости увеличился с 11,9 до 13,0 т/сут, дебит по нефти с 2,4 до 3,0 т/сут. Технологическую эффективность за 2 года работы скважины можно оценить в 725 т дополнительно добытой нефти.

Графики дебита скважины по нефти и по жидкости, а также графики обводненности для базового варианта и прогнозного варианта с применением технологии электрогидроударного воздействия (ЭГВ) представлены на рисунках. рисунки 4.16 и 4.17.

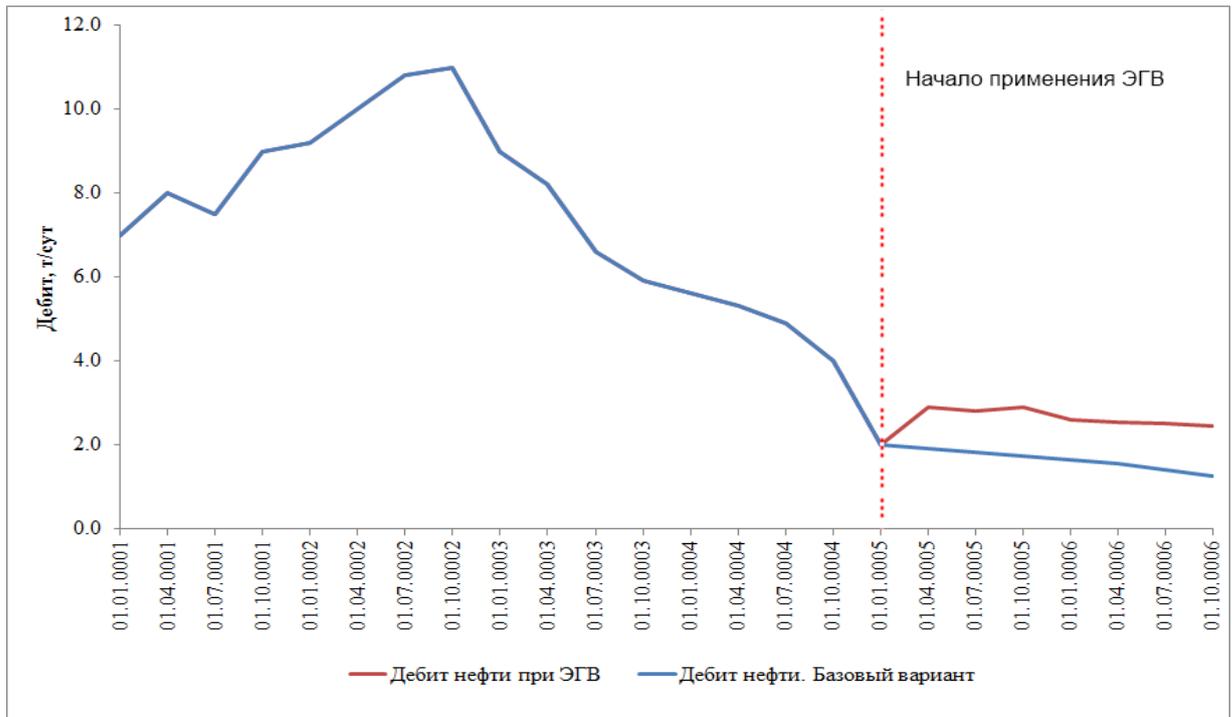


Рисунок 4.17 – Дебиты скважины до и после воздействия.

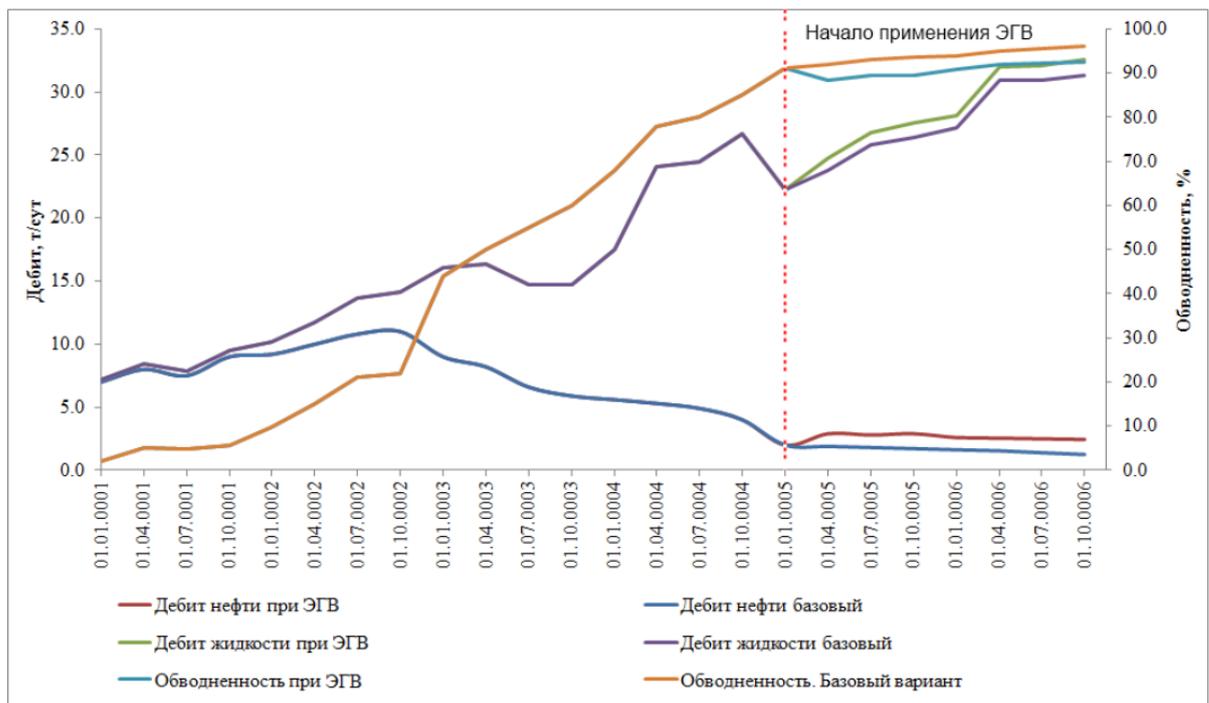


Рисунок 4.18 – Дебит скважины №51157 по нефти, жидкости и обводненность

Предлагаемая методика рекомендуется к промышленной апробации технологий волнового воздействия и, в случае успешности испытаний, может

служить эффективным инструментом для анализа эффективности и применимости технологии воздействия на продуктивные пласты.

Используемая в предлагаемой методике программа для ЭВМ была внедрена на предприятие путем использования результатов расчетов при обосновании эффективности планируемых методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока в проектном документе (Приложение В.2).

Экономическая оценка показала рентабельность электро-гидроударной обработки. Оценка проводилась путем расчета затрат на проведение электро-гидроударного воздействия и сопоставление их с рыночной стоимостью нефти, полученной за счет проведения мероприятия.

Основные данные брались из просчитанной модели, учитывались следующие показатели: прирост дебита нефти скважины, потери добычи нефти из-за обводненности, коэффициент эксплуатации скважины, количество суток работы скважины после проведения электро-гидроударного воздействия (таблица 4.7).

Расчет производился по следующему алгоритму:

Дополнительная добыча за год после проведения ЭГВ брался из прогнозной модели описанной ранее.

Прирост выручки от реализации дополнительной добычи нефти определялся по формуле:

$$\Delta B = \Delta Q' * Ц \quad (4.10)$$

где $\Delta Q'$ – дополнительная добыча нефти от ЭГВ с учетом постепенного снижения эффекта, т.; $Ц$ – стоимость одной тонны нефти, руб./т.

Затраты на проведения электро-гидроударного воздействия

$$\Delta Z_{\text{тек}} = Z_{\text{ЭГВ}} + Z_{\text{доп}} \quad (4.11)$$

где, $Z_{ЭГВ}$ – стоимость проведения электро-гидроударное воздействие, руб;
 $Z_{доп}$ – затраты на дополнительную добычу нефти, руб, данный показатель определялся следующим образом:

$$Z_{доп} = \Delta Q' * Z_{пер} \quad (4.12)$$

где, $Z_{пер}$ – переменные затраты в себестоимости одной тонны нефти
 Прирост прибыли от проведения электро-гидроударного воздействия:

$$\Delta\Pi = \Delta B - \Delta Z_{тек} \quad (4.13)$$

Налог на дополнительную прибыль

$$\Delta N_{пр} = (\Delta\Pi * H) / 100\% \quad (4.14)$$

где, H – налоговая ставка на прибыль, %.

Прирост потока денежной наличности

$$\Delta\Pi_{ДН} = \Delta\Pi - \Delta N_{пр} \quad (4.15)$$

Дисконтированный прирост потока денежной наличности

$$\Delta\Pi_{ДН} = \Delta\Pi_{ДН} * \alpha \quad (4.16)$$

где, α - коэффициент дисконтирования.

Чистый дисконтированный доход от проведения электро-гидроударного воздействия

$$\text{ЧДД} = \sum (\Pi / (1 + \alpha)) - Z \quad (4.17)$$

где, Π - поступления; α - коэффициент дисконтирования; Z – первоначальные затраты.

Индекс доходности от проведения электро-гидроударного мероприятия

$$\text{ИД} = \text{ЧДД}/Z_{\text{ЭГВ}} \quad (4.18)$$

Таблица 4.7 - Исходные данные для расчета для расчета экономической эффективности

| Показатель | Обозначение | Значение |
|---|-------------------------|----------|
| первоначальные затраты на ЭГВ, руб. | $Z_{\text{ЭГВ}}$ | 783400 |
| дебит скважины т/сут | Q | 20 |
| Расчетный прирост дебита нефти скважины (10%) т/сут | q_n | 2 |
| условно-переменные затраты в себестоимости одной тонны нефти руб./т. | $Z_{\text{пер}}$ | 9050,5 |
| коэффициент эксплуатации скважины д.е. | $K_{\text{э}}$ | 0,95 |
| ежегодные потери на обводненность на исследуемой скважине т/год | $\Delta q_{\text{обв}}$ | 33 |
| число суток работы скважины в году после проведения ЭГВ в первом году, сут. | n_0 | 180 |
| число суток работы скважины в году после проведения ЭГВ в втором году, сут. | n_1 | 365 |
| ставка налога на прибыль, % | H | 20 |
| цена реализации тонны нефти, руб./т | Π | 20000 |
| Ставка дисконта, д.е. | E | 0.22 |

Расчеты проводились с помощью программного обеспечения Microsoft Excel и представлен в виде сводной таблицы, результаты расчетов сведены в таблице 4.8

Таблица 4.8 - результат расчета экономической оценка показала рентабельность электро-гидроударной обработки.

| Показатель | Значение показателя |
|---|---------------------|
| 1 | 2 |
| дополнительная добыча нефти (за полгода) | 1 |
| Выручка от реализации дополнительно добытой нефти | 19000 |

Продолжение таблицы 4.8

| 1 | 2 |
|---|---------|
| затраты на дополнительную добычу нефти | 8597.98 |
| затраты на ЭГВ | 783.40 |
| Суммарные текущие затраты на проведение мероприятия | 9381.38 |
| прирост прибыли от проводимого мероприятия | 9618.63 |
| налог на дополнительную прибыль | 1923.73 |
| Прирост потока денежного наличности | 7694.90 |
| Дисконтированный поток денежной наличности (ЧДД) | 6192.40 |
| индекс доходности руб./руб. | 7.90 |

Полученный результат можно считать удовлетворительным для расчета рентабельности внедрения электро-гидроударного воздействия, так как индекс доходности составляет 7.9 руб./руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Исследование существующих технологии гидроимпульсного воздействия используемые для повышения интенсификации добычи нефти, показало, что данные технологии требуют дальнейшего изучения и расширения экспериментальной базы, в частности по влиянию электро-гидроударов на ФЕС горной породы.

2. В результате работ по исследованию влияния гидроимпульсного воздействия на пласт: собрана лабораторная установка и разработана методика проведения опытов по электро-гидроударному воздействию на образцы горных пород.

3. По результатам лабораторных экспериментов выявлено, что воздействие электро-гидроударами на насыщенные образцы горных пород васюганской свиты позволяет получить относительный прирост эффективной пористости до 12 %, относительный прирост проницаемости – до 46.67 %. Обосновано, что наибольшая эффективность наблюдается при воздействии 30 разрядов и напряжением 1.5 кВ.

4. Усовершенствована технология электро-гидроударного воздействия на пласт с целью интенсификации притока нефти, отличающаяся от известных отсутствием необходимости в дополнительном калиброванном проводнике и возможностью безостановочной эксплуатации скважины с одновременной обработкой электро-гидроударами.

5. Разработана методика и программа для ЭВМ «Комплексная система оценки эффективности электро-гидроударного воздействия (EGS Oil)» для определения оптимальных показателей генерации упругих импульсов в стволе скважин для воздействия на призабойную зону продуктивного пласта, учитывающая параметры породы (пористость, проницаемость).

По авторской методике определяются количественные характеристики внутрискважинного излучателя, создающего воздействие на призабойную зону пласта. По результатам гидродинамического моделирования технологическая эффективность такого воздействия позволит извлечь 725 т. дополнительно добытой нефти.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ПАВ – поверхностно-активные вещества
- АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;
- АЧХ – амплитудно-частотная характеристика;
- ВСВ – виброрейсмическое воздействие;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГТМ – геолого-техническое мероприятие;
- ЭГВ – электро-гидроударного воздействия
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- КРС – капитальный ремонт скважин;
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
- НИЗ – начальные извлекаемые запасы;
- ПНД – полиэтилен низкого давления;
- ТИЗ – текущие извлекаемые запасы;
- МСЗ – межскважинная зона;
- НКТ – насосно-компрессорная труба;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ПЗС – призабойная зона скважины;
- ПИВ – плазменно-импульсное воздействие;
- УВ – углеводороды;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
- ШГН – штанговый глубинный насос;
- ЭК – эксплуатационная колонна;
- ЭЦН – электроцентробежный насос.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сучков, Б. М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов / Б. М. Сучков – Москва-Ижевск: НИЦ «регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 688 с.
2. Габитов, Г. Н. Состояние и развитие нефтедобывающей отрасли Республики Башкортостан / Г. Н. Габитов, Е. Н. Сафонов, Р. М. Гилязов, Е. В. Лозин // Нефтяное хозяйство. – 2005.– № 9: – С. 150–153.
3. Петухов, А. В. Петрофизические особенности низкопроницаемых коллекторов Тимано–Печорской и Западно– Сибирской нефтегазоносных провинций /А. В. Петухов, И. В. Шелепов, А. А. Петухов, П. Д. Гладков, М. Н. Никитин// Материалы международной конференции «Петрофизика: современное состояние, проблемы, перспективы»– М.: изд–во РГУ, 2010. –С. 96–99.
4. Оськин, И. А. О роли асфальтенов в процессе кристаллизации парафина / И. А. Оськин // Нефтяное хозяйство. - 1967. - № 10. - С.46 - 47.
5. Ентов, В. М. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи / В. М. Ентов, А. Ф. Зазовский. - М.: Недра, 1989. - 233с.
6. Рябов, С. С. Обоснование основных параметров процесса трещинообразования при импульсных воздействиях на прискважинную зону пласта. Дис. ... канд.техн.наук: 25.00.17 / Рябов Сергей Сергеевич - Раменское, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. – 160с.
7. Меркулов, А. А. Научные основы создания эффективной гидродинамической связи скважины с пластом с использованием энергии взрыва: дис. ... док. техн. наук: 25.00.17 / Меркулов Александр Алексеевич - Москва – 2016 – 349 с.
8. Саяхов, Ф. Л. О высокочастотном нагреве битумных пластов// Ф. Л. Саяхов, Р. Т. Булгаков, В. П. Дыбленко и др.// Нефтепромысловое дело. -. 1980. - №1.-С.5- 8.
9. Барышников, А. А., Применение электромагнитного и плазменно-импульсного воздействия для повышения нефтеотдачи / А. А. Барышников, А. В.

Стрекалов, А. М. Ведменский, Д. А. Кустышев, В. А. Долгушин // Нефтепромысловое дело. – 2013. - №6. - С.32-33.

10. Барышников, А. А. Повышения нефтеотдачи пластов за счет воздействия электромагнитным полем / А. А. Барышников, А. В. Стрекалов, С. И. Грачев // Научное обозрение – 2013. №4 - С.90-92.

11. Барышников, А. А. Повышение нефтеотдачи пластов за счет воздействия электромагнитным полем / А. А. Барышников // Проблемы геологии и освоения недр: материалы XVII Международный научный симпозиум имени академика М.А.Усова студентов и молодых ученых /Томск: ТПУ, 2013, С.700-701

12. Барышников, А. А. Метод повышения нефтеотдачи пластов посредством нагнетания магнитной жидкости / А. А. Барышников, А. В. Стрекалов // Нефть и газ. – 2012. - №5. - С.45-46.

13. Барышников, А. А. Новый метод интенсификации притока нефти из пласта путем закачки магнитной жидкости / А. А. Барышников, А. В. Стрекалов // Нефть и газ 2012: материалы 66-й международной молодежной конференции. - 2012. - С.106-107.

14. Вахитов, Г. Г. Использование физических полей для извлечения нефти из пластов / Г. Г. Вахитов, Э. М. Симкин.- М.: Недра. – 1985. - 231с.

15. Вахитов, Г. Г. Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта / Г. Г. Вахитов, О. Л. Кузнецов, Э. М. Симкин. - М.: Недра, 1978, 215 с.

16. Дыбленко, В. П. Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудноизвлекаемыми запасами. Обзор и классификация / В. П. Дыбленко. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008 - 80 с.

17. Электрохимический способ вторичной добычи нефти путем инициирования в ней окислительно-восстановительных реакций: пат. 2303692 РФ: МПК Е 21 В 43/16, Е 21 В 43/22, Е 21 В 43/24, Дж. Кеннет УИТТЛ (US),Кристи У. БЕЛЛ (US).; заявитель и патентообладатель ЭЛЕКТРО-ПЕТРОЛЕУМ, ИНК. (US). - №2004116135/03; заявл. 2002.10.24; опубл. 2007.07.27, Бюл. № 21

18. Способ интенсификации добычи нефти и реанимации простаивающих

нефтяных скважин путем электромагнитного резонансного воздействия на продуктивный пласт: пат. 2379489 РФ: МПК Е 21 В 43/16 / Кузнецов О. Л., Гузь В. Г., Афиногенов Ю. А., Бритков Н. А., Илюхин С. Н., Сеницын Ю. М., Жеребин А. М., Безрук И. А. ; заявитель и патентообладатель Гузь Виктор Геннадиевич. - №2008128076/03; заявл. 11.07.2008; опубл. 20.01.2010, Бюл. № 2.

19. Саяхов, Ф. Л. Расчет основных показателей процесса высокочастотного нагрева призабойной зоны нефтяных скважин / Ф. Л. Саяхов, М. А. Фатыхов, В. П. Дыбленко //Изв. Вузов. Нефть и газ.- 1977.-№6.- С. 23-25.

20. Фатыхов, М. А. Комбинированные методы воздействия на нефтяные пласты на основе электромагнитных эффектов / М. А. Фатыхов, А. И. Худайбердина - БГПУ - 2010. – 111с.

21. Саяхов, Ф. Л. Создание внутрислоевого фронта горения в битумных пластах с помощью высокочастотного электромагнитного воздействия / Ф. Л. Саяхов, В. П. Дыбленко, Р. Н. Дияшев // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти.- 1984.- № 9,- С.7-9.

22. Фатыхов, М. А. Математическое моделирование процесса нагрева карбонатосодержащего нефтяного пласта при совместном воздействии соляной кислоты и высокочастотного электромагнитного поля / М. А. Фатыхов, А. И. Худайбердина // Башкирский химический журнал, 2008. – Т.15. -№ 3. – С. 29-32.

23. Хабибуллин, И. Л. Электромагнитная термогидромеханика поляризующихся сред. / И. Л. Хабибуллин – Уфа: Изд-во Башгосуниверситета, 2000.- 246 с.

24. Насыров, Н. М. Некоторые задачи тепло- и массопереноса с фазовыми переходами при воздействии электромагнитного поля на нетрадиционные углеводороды: дис. канд. физ.-мат. наук : 01.04.14 Уфа, 1992.-164с.

25. Cuderman, J. P. A Propellant - Based Technology for multiply fracturing wellbores to enhance gas recovery: Application and results in Devonian Shale / J. P. Cuderman, D. A Nothrop // Unconventional Gas recovery Symposium - Pittsburgh, P.A., 1986 – С. 97-103.

26. Фридляндер, Л. Я. Прострелочно-взрывная аппаратура и ее

применение в скважинах./ Л. Я. Фридляндер - М.: Недра, 1985 - 199с.

27. Якимов, С. В. Характеристики физических процессов при термогазохимическом воздействии / С. В. Якимов, А. С. Маргулис // Нефтяное хозяйство. - 1981 - № 2 - С.44-46.

28. Якимов, С. В. Обобщение результатов применения ТГХВ в добывающих скважинах / С. В. Якимов, А. С. Маргулис, Т. П. Фатькина, А. У. Бальдеков, Е. Б. Василева // Нефтяное хозяйство. - 1983 - № 4 – С.42-44.

29. Галимзянов, М. Н. Распространение волн конечной длительности в цилиндрической трубе, заполненной пузырьковой жидкостью / М. Н. Галимзянов // VI Всероссийская конференция, посвященная памяти академика А. Ф. Сидорова. Сб. тез. – 10 – 16 сентября 2012, Абрау–Дюрсо, 2012, С. 26–27.

30. Горшков, Л. К. Основы теории механических колебаний в разведочном бурении. / Л. К. Горшков – СПб: СПГГИ (ТУ), 1998. – 109 с.

31. 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.

32. Петров, В. А. Эффективность применения электрогидравлического воздействия на призабойную зону пласта / В. А. Петров, И. Г. Ахметов, А. А. Молчанов, В. В. Девликамов// РНТС. Нефтепромышленное дело.–1983.–№9.– с.2–3.

33. Симкин, Э. М. Виброволновые и вибросейсмологические методы воздействия на нефтяные пласты / Э. М. Симкин, Г. П. Лопухов// Обзор, информ. Сер. «Нефтепромышленное дело». М.: ВНИИОЭНГ, 1989. –вып. 15 – 32 с.

34. Михайлов, Н. Н. Физика нефтяного и газового пласта. - Т.1. изд. / Н. Н. Михайлов - Москва: МАКС Пресс, 2008. - 446 с.

35. 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

36. 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.

37. Оливье, У. Анализ динамических потоков / У. Оливье, В. Дидье, Ф. Оле. М.: КАППА. – 2009. – 364 с.
38. Гулый, Г.А. Научные основы разрядноимпульсных технологий / Г.А. Гулый. – Киев: Наукова думка, 1990. – 208 с.
39. Бочаров, Ю. Н. Генерирование импульсов давления при мощных электрических разрядах: дис. ... док. техн. наук.: 01.04.13. - С.-Петербург. политехн. ун-т. - Санкт-Петербург, 2004. - 128 с.
40. Муллакаев, М. С. Анализ опытно-промысловых испытаний ультразвуковой технологии на скважинах Самотлорского месторождения / М. С. Муллакаев, Ю. А. Салтыков, А. А. Салтыков, Р. М. Муллакаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 7. – С. 71–85.
41. Акустический способ воздействия на скважину и пласт месторождений полезных ископаемых "АРСИП": пат. 2143554 РФ: МПК Е 21 В 43/25, Е 21 В 28/00, Е 21 В 43/00, Е 21 В 43/16. / Орендлихерман И.А., Колесников Т.В., Воронин Д.В., Гусев Д.Н.; заявитель и патентообладатель Закрытое акционерное общество "ИНЕФ"- № 98118368/03; заявл. 12.10.1998; опубл. 27.12.1999.
42. Неволин, В. Г. Опыт применения звукового воздействия в практике нефтедобычи Пермского края / В. Г. Неволин. – Пермь, 2008. – 54с.
43. Юткин, Л. А. Электрогидравлический эффект / Л. А. Юткин. - М - Машгиз, 1955 - 52 с.
44. Способ получения высоких и сверхвысоких давлений пат 105011 РФ, МПК В 21 J 5/04, В 21 D 26/14. / Л. А Юткин, Л. И. Гольцова заявитель и патентообладатель Л. А Юткин "- № 416898; заявл. 15.04.1950; опубл. 01.01.1957.
45. Кицис, С. И., Перспективы применения метода электровоздействия на продуктивный нефтегазосодержащий пласт для интенсификации притоков нефти к скважинам. / С. И. Кицис, П. Л. Белоусов, М. В. Ульянов // Сборник научных трудов «Проблемы освоения энергетических ресурсов Западно-Сибирского

нефтяного комплекса» ТГУ ТИИ им. Ленинского Комсомола. – 1988 г. – С.100-104.

46. Саяхов, Ф. Л. Исследование термо- и гидродинамических процессов в многофазных средах в высокочастотном электромагнитном поле применительно к нефтедобыче. дис. ... док. физ.-мат. наук: 01.02.05 / Саяхов Фаниль Лутфурахманович - М – 2005 – 449 с.

47. Паклинов, Н. М. Повышение нефтеотдачи пластов за счет плазменно-импульсного воздействия / Н. М. Паклинов А. А. Барышников // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Том I; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013 – с. 768.

48. Уэбб, Ф. Электрические и оптические характеристики быстрого взрыва проводников / Ф. Уэбб, Г. Хилтон, П. Левин, Э. Толлестрап. - М.: Мир, 1965. - С. 47- 95.

49. Tucker, T. Behavior of exploding gold wires // J. Appl. Phys. 1961. V. 32. № 10. -P. 1894-1900.

50. Михалюк, А. В. Горные породы при неравномерных динамических нагрузках / А. В. Михалюк. - Киев. Наукова думка. 1980. с.154.

51. Молчанов, А. А. Интенсификация режима работы нефтяных скважин и месторождений углеводородов с применением технологии скважинного плазменно-импульсного воздействия на продуктивные пласты / А. А. Молчанов, Е. С. Блохина, А. А. Бакланов // КАРОТАЖНИК. - 2008. - №5. - С. 3-13.

52. Молчанов, А. А. Практика и перспектива применения плазменно-импульсного воздействия на пласты для повышения степени извлечения нефти / А. А. Молчанов, П. Г. Агеев // ИНЖЕНЕР-НЕФТЯНИК. - 2008. - №3. - С. 12-13.

53. Молчанов, А. А. Применение плазменно-импульсной технологии для повышения извлекаемых запасов высоковязких нефтей месторождений с

трудноизвлекаемыми запасами / А. А. Молчанов, А.В. Максютин, П.Г. Агеев // КАРОТАЖНИК. - 2011. - №3. - С. 3-14.

54. Молчанов, А. А. Результаты применения технологии плазменно-импульсного воздействия на нефтегазовом месторождении Жданице / А. А. Молчанов, А. В. Максютин, Р. Р. Хусаинов // Геология, география и глобальная энергия. - 2013. - №2. - С. 027-034.

55. Хусаинов, Р. Р. Обоснование комбинированной технологии повышения нефтеотдачи пластов с применением поверхностно-активных веществ и плазменно-импульсной технологии: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Хусаинов Радмир Расимович - Санкт-Петербург – 2014 – 146 с.

56. Максютин, А. В. Комплексная технология плазменно-химического воздействия на продуктивный пласт для интенсификации добычи нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Максютин Александр Валерьевич- Санкт-Петербург – 2009 – 152 с.

57. Бурцев, В. А. Электрический взрыв проводников и его применение в электрофизических установках / В. А. Бурцев, Н. В. Калинин, А. В. Лучинский. - М.: Энергоатомиздат, 1990. 288 с.

58. Ишкаев, Р. К. Комплекс технологий по выработке остаточных запасов нефти. / Р.К. Ишкаев. – Уфа: ТАУ, 1999. – 304 с.

59. Ганиев, Р. Ф. Волновая техника и технология. Научные основы, промышленные испытания и их результаты, перспективы использования / Р. Ф. Ганиев. М.: издательская фирма «Логос», 1993. 127С

60. Устройство для очистки скважин методом имплозии пат. 2086753 РФ, МПК Е 21 В 37/00, Грубов А. И. Хусаинов В. М. Вороновский В. Р. Волков Н. П. Салихов И. М.; заявитель и патентообладатель Акционерное общество закрытого типа "Инновационная топливно-энергетическая компания" ("РИТЭК-Внедрение"). - №2 96103965/03; заявл. 1996.03.06; опубл. 1997.08.10.

61. 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.

62. Купавых, А. С. Обоснование комплексной технологии интенсификации добычи на месторождениях с трещинно-поровыми коллекторами: дис. ... канд. Техн. Наук: 25.00.17 / Купавых Артем Сергеевич - Санкт-Петербург – 2020. – 131 с.

63. Han, R. Relationship between energy deposition and shock wave phenomenon in an underwater electrical wire explosion [Электронный ресурс] / R. Han, H. Zhou, J. Wu, A. Qiu, W. Ding, Y. Zhang // Physics of Plasmas. – 2017 - № 24. Режим доступа:

https://www.researchgate.net/publication/319076476_Relationship_between_energy_deposition_and_shock_wave_phenomenon_in_an_underwater_electrical_wire_explosion.

64. Паклинов, Н. М. Воздействие на нефтесодержащий пласт физическими полями с целью увеличения нефтеотдачи [Электронный ресурс] / Н. М. Паклинов, А. А. Барышников, А. М. Ведменский // Электронный научный журнал «Современные проблемы науки и образования». – 2015. – №2. Режим доступа: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=22167>.

65. Paklinov, N. M. The research of electro hydroshock and the feasibility of application in the oil wells / N. M. Paklinov, A. M. Vedmenskii, E. S. Kostina, A. A. Baryshnikov, A. V. Strekalov // 6th Scientific Conference EAGE – Tyumen. – 2019

66. ГОСТ 26450.0–85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. М: Государственный комитет СССР по стандартам -1985.- 6 с.

67. ГОСТ 26450.1–85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением» (определение мин. и объемной плотности). М: Государственный комитет СССР по стандартам -1985.- 6 с.

68. ГОСТ 26450.2–85 Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. М: Государственный комитет СССР по стандартам -1985.- 6 с.

69. ОСТ 39–195–86 «Нефть. Метод определения коэффициента

вытеснения нефти водой в лабораторных условиях».

70. ОСТ 39–235–89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной фильтрации».

71. Паклинов, Н. М. Исследование образцов горной породы после проведения электро-гидроударного воздействия / Н. М. Паклинов, С. Ф. Мулявин, А. В. Стрекалов // Сборник материалов V Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». Т.1. – Альметьевск: АГНИ, 2020. - 144-147 с.

72. Хартман, К. Планирование эксперимента в исследовании технологических процессов / К. Хартман, Э. Лецкий, В. Шефер. - Москва: "МИР", 1977. - 552 с.

73. Кокс, Д. Теоретическая статистика /Д. Кокс, Д. Хинкли. Пер. с англ – М.: «МИР», 1978. - 560 с.

74. Джонсон, Н. Статистика и планирование эксперимента в технике и науке: методы планирования эксперимента. / Н. Джонсон, Лион Ф. Пер. с англ. – М.: «МИР», 1981 – 520с.

75. Ситников, А. В. Формирование разрядного импульса в системах на базе электрогидравлического эффекта / Ситников А. В., Ситников И. А., Швецов И. А., Курбатов А. Ю.// Радиостроение. – «Вега»: – 2018. – №1 – 9-28с

76. Паклинов, Н. М. Результаты лабораторных исследований электропроводности на кислотные растворы, закачиваемые в пласт с целью повышения нефтеотдачи / Н. М. Паклинов, А. В. Стрекалов // Естественные и технические науки. – М.: "Спутник +". – 2019. – №11. – С.279-281.

77. Зонн, М. С. Условия формирования юрских продуктивных горизонтов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / М. С. Зонн, М. В. Корж, С. И. Филина, А. Ю. Ульмасвай // Проблемы геологии нефти и газа. М., Недра. 1975. - №.5. -. С.135-142.

78. Белозеров, В. Б. Литолого-фациальные предпосылки локализации зон нефтегазонакопления в прибрежно-морских отложениях верхней юры юго-востока Западно-Сибирской плиты / В. Б. Белозеров, Н. А. Брылина, Е. Е.

Даненберг, Н.Г. Ковалева // Критерии и методы прогноза нефтегазоносности. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1987. - С. 123 - 131.

79. Белозеров, В. Б. Литостратиграфия отложений васюганской свиты юго-востока Западно-Сибирской плиты / В. Б. Белозеров, Н. А. Брылина, Е. Е. Даненберг // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск, 1988. - С.75-83.

80. Белозеров, В. Б. К проблеме поисков лито-стратиграфических ловушек в верхнеюрских отложениях юго-востока Западной Сибири / В. Б. Белозеров, Н. А. Брылина, Е. Е. Даненберг // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. Новосибирск, 1991. - С. 171 -180

81. Татьянанин, Г. М. Стратиграфия и особенности распространения продуктивных пластов васюганской свиты на юго-востоке Западно-Сибирской равнины / Г. М. Татьянанин, Б. М. Волков // Стратиграфия триасовых и юрских отложений нефтегазоносных бассейнов СССР. Л., 1982. - С. 75-87.

82. Шурыгин, Б. Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б. Н. Шурыгин, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятое. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО». - 2000. - 480 с.

83. Шванов, В. Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов) / В. Н. Шванов. Л: Недра, 1987. – 289 с.

84. Краснощекова, Л. А. Геологическое строение и условия формирования отложений васюганской свиты (пласт Ю₁²) Игольской куполовидной структуры: дисс. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.01 / Краснощекова Любовь Афанасьевна – Томск– 2006 – 174 с.

85. Меркулов, А. А. Реализация импульсных технологий воздействия на пласт, средства контроля параметров процесса / А. А. Меркулов, С. С. Назин, Р. А. Слиозберг, Ю. Г. Улунцев, В. С. Швец, В. М. Малюгин // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2001. – №86. – С. 36-55.

86. Годунов, С. К. Численное решение многомерных задач газовой динамики / С. К. Годунов, А. В. Забродин, М. Я. Иванов и др - М.: Наука, 1976, -

400с.

87. Лебединец, Н. П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми породами / Н. П. Лебединец – М.: Недра, 1997. – 396с.

88. Морозов, Н. Ф. Математические вопросы теории трещин / Н. Ф. Морозов – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1984 - 256с.

89. Баренблатт, Г. И. О равновесных трещинах, образующихся при хрупком разрушении. / Г. И. Баренблатт – ПММ, 1959.- Т.23. -№3. – с.434-444.

90. Желтов, Ю. П. Деформации горных пород. / Ю. П. Желтов - М.: Недра, 1966 – 198с.

91. Renzi, E. Application of a Moving Particle Semi-Implicit Numerical Wave Flume (MPS-NWF) to model design waves. [Электронный ресурс] / E. Renzi, F. Dias // Coastal Engineering – 2021 - № 172. Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/357066613_Application_of_a_Moving_Particle_Semi-Implicit_Numerical_Wave_Flume_MPS-NWF_to_model_design_waves.

92. Паклинов, Н. М. Результаты лабораторных исследований процесса воздействия на нефтяной пласт физическими полями / А. М. Ведменский, А. А. Барышников, Н. М. Паклинов, А. В. Стрекалов // Естественные и технические науки. – М.: "Спутник +". – 2018. – №5. – С.82-83.

93. Щербич, Н. Е. Акустическая обработка электрогидроимпульсными устройствами тампонажного раствора в период ожидания затвердевания цемента: монография / Н. Е. Щербич, Н. И. Ковязин, М. В. Листак [и др.] – Тюмень: ТИУ, 2022. – 189с.

94. Паклинов, Н. М. Моделирование процесса электрогидродарного воздействия / Н. М. Паклинов, А. М. Ведменский, С. Ф. Мулявин // Естественные и технические науки. – М.: "Спутник +". – 2021. – №6. – С.90-91.

ПРИЛОЖЕНИЕ А**А.1. Договор о предоставлении гранта на выполнение научно-исследовательских работ №1682ГУ1/2014 от 13.03.2014****о предоставлении гранта
на выполнение научно-исследовательских работ**

г. Москва

“ 13 ” 03 2014 г.

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере» («Фонд содействия инновациям»), далее именуемый «Фонд», в лице генерального директора Полякова Сергея Геннадьевича, действующего на основании Устава, с одной стороны, и гражданин Российской Федерации Паклинов Никита Михайлович, далее именуемый «Грантополучатель», с другой стороны, заключили настоящий Договор (Соглашение), именуемый в дальнейшем «Соглашение», о нижеследующем:

1. Предмет Соглашения

1.1. Фонд выделяет денежные средства (далее – «Грант») на условиях, указанных в настоящем Соглашении, для финансирования научно-исследовательских работ (далее – «НИР») по теме «Разработка технологии увеличения проницаемости и очистки призабойной зоны пласта плазменно-импульсным воздействием» победителя конкурса «Участник молодежного научно-инновационного конкурса» («УМНИК»).

Грантополучатель принимает Грант от Фонда на реализацию Соглашения и выполняет работы по теме НИР.

Основанием для заключения Соглашения на выполнение данной работы является: Решение бюро наблюдательного совета Фонда, протокол заседания об утверждении итогов конкурсного отбора по программе «УМНИК» во II полугодии 2013 года №1 от “5” февраля 2014 г.

Исполнение Соглашения осуществляется за счет бюджетных ассигнований в виде субсидий, предоставляемых из средств Федерального бюджета, на основании Федерального закона Российской Федерации от 02 декабря 2013 г. № 349-ФЗ «О федеральном бюджете на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов».

1.2. Итогом сотрудничества Сторон по настоящему Соглашению должны стать научно-технические результаты, заявленные Грантополучателем в Заявке при подаче документов на участие в Конкурсе, проводимом Фондом.

Предусмотренная Соглашением работа выполняется Грантополучателем в соответствии с техническим заданием и календарным планом, являющимися неотъемлемой частью настоящего Соглашения.

2. Сроки исполнения работ

Грантополучатель обязуется в течение 12 месяцев со дня подписания Соглашения выполнить НИР и представить в Фонд документы, подтверждающие выполнение вышеуказанных работ.

А.2. Договор о предоставлении гранта на выполнение научно-исследовательских работ №6044ГУ2/2015 от 15.06.2015

0011190: Паклинов Никита Михайлович
Тюмень

ДОГОВОР (СОГЛАШЕНИЕ) № 6044 ГУ2/2015 о предоставлении гранта на выполнение научно-исследовательских работ

г. Москва

“ 15 ” 06 2015 г.

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере» (Фонд содействия инновациям), далее именуемое «Фонд», в лице заместителя генерального директора Микитася Андрея Владимировича, действующего на основании доверенности от 27.02.2015 г., с одной стороны, и гражданин Российской Федерации Паклинов Никита Михайлович, далее именуемый «Грантополучатель», с другой стороны, совместно именуемые в дальнейшем «Стороны», заключили настоящий Договор (Соглашение), именуемый в дальнейшем «Соглашение», о нижеследующем:

1. Предмет Соглашения

1.1. Фонд выделяет денежные средства (далее – «Грант») на условиях, указанных в настоящем Соглашении, для финансирования научно-исследовательских работ (далее – «НИР») по теме «Разработка технологии увеличения проницаемости и очистки призабойной зоны пласта плазменно-импульсным воздействием» победителя конкурса «Участник молодежного научно-инновационного конкурса» («УМНИК»).

1.2. Грантополучатель принимает Грант от Фонда на реализацию Соглашения и выполняет работы по теме НИР.

1.3. Основанием для заключения Соглашения на выполнение данной работы является: Решение бюро наблюдательного совета Фонда, протокол заседания об утверждении итогов конкурсного отбора по программе «УМНИК» от “7” мая 2015 г.

1.4. Исполнение Соглашения осуществляется за счет бюджетных ассигнований в виде субсидий, предоставляемых из средств Федерального бюджета, на основании Федерального закона Российской Федерации о федеральном бюджете на соответствующий финансовый год.

1.5. Итогом сотрудничества Сторон по Соглашению должны стать научно-технические результаты, заявленные Грантополучателем в Заявке при подаче документов на участие в Конкурсе, проводимом Фондом.

1.6. Предусмотренные Соглашением НИР выполняются Грантополучателем в соответствии с техническим заданием (Приложение №1) и календарным планом (Приложение №2), являющимися неотъемлемой частью Соглашения.

2. Сроки исполнения НИР

2.1. Грантополучатель обязуется в течение 12 месяцев со дня подписания Соглашения выполнить НИР и представить в Фонд документы, подтверждающие выполнение вышеуказанных НИР.



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Б.1 Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ
«Комплексная система оценки эффективности электро-гидроударного
воздействия (EGS Oil)»

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ
№ 2021618049

**Комплексная система оценки эффективности электро-
гидроударного воздействия (EGS Oil)**

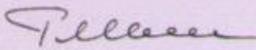
Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет» (ТИУ) (RU)*

Авторы: *Паклинов Никита Михайлович (RU), Левитина
Екатерина Евгеньевна (RU), Аристов Артем Игоревич
(RU), Ведменский Антон Максимович (RU)*

Заявка № **2021617029**
Дата поступления **11 мая 2021 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **21 мая 2021 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*




Г.П. Излиев

ПРИЛОЖЕНИЕ В**В.1. Справка об использовании результатов научных исследований ООО НПО «Геонефтегаз»**

Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственное объединение
"Геология нефти и газа"
625031 г. Тюмень, ул. Шишкова, д.16
т. (922) 482-47-35,
т. (912) 394-46-66
e-mail: geoneftegaz72@gmail.com



ИНН 7202211582, КПП 720301001
БИК 046577964
Банк Филиал «Екатеринбургский»
ОАО «АЛЬФА-БАНК»
р/с 40702810538320000194
к/с 3010181010000000964
г. Екатеринбург

СПРАВКА

об использовании результатов научных исследований
соискателя ученой степени кандидата технических наук
Паклинова Никиты Михайловича

Настоящей справкой подтверждается, что результаты диссертационной работы Паклинов Н.М. «Разработка и исследование технологий повышения фильтрационно-емкостных свойств созданием микротехногенных трещин в коллекторе Васьюганской свиты» обладают актуальностью, представляют практический интерес и будут использованы при разработке стратегии дальнейшего развития Восточно-Ольховского лицензионного участка ХМАО-Югры, а также использовались в ООО НПО «Геонефтегаз» в 2021 году при разработке проектной документации на «Строительство поисково-оценочной скважины № 402 в границах Восточно-Ольховского лицензионного участка» с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Директор
ООО НПО «Геонефтегаз»



О.В. Спирина

В.2. Акт о внедрении результатов диссертационной работы в ООО «Научно-производственное объединение «СибТехНефть»



Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-производственное объединение «СибТехНефть»
(НПО «СибТехНефть»)

ИНН 7204019193, КПП 720301001
 Адрес: 625026, г. Тюмень ул. Республики, 143а, оф. 1501, БЦ «Газойл Плаза»
 E-mail: sibtehneft@mail.ru, тел: 8-800-250-11-72
www.sibtehneft.ru

исх. № 2022/172

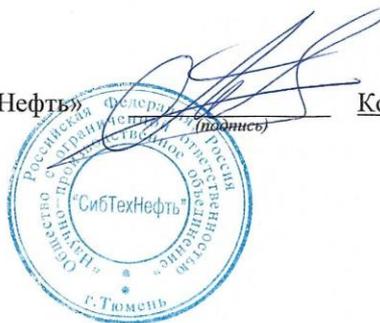
« 29 » июля 2022 год

АКТ
о внедрении результатов диссертационной работы
Паклинова Никиты Михайловича

Паклиновым Н.М. разработана прикладная программа для ЭВМ, позволяющая рассчитывать и прогнозировать эффективность применения технологии волнового воздействия в околоскважинной зоне пласта с целью повышения нефтеотдачи.

Программа «Комплексная система оценки эффективности электро-гидроударного воздействия (EGS Oil)» зарегистрирована в реестре федеральной службы по интеллектуальной собственности 21.05.2021г. под номером 2021618049, передана в пользование ООО «НПО «СибТехНефть» и внедрена, путем использования результатов работы программы при обосновании эффективности планируемых методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока в проектном документе на разработку – Дополнение к технологической схеме разработки Аязовского нефтяного месторождения.

Директор ООО «НПО «СибТехНефть»



Копытов Андрей Григорьевич
 (Ф.И.О)