

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

Автореферат магистерской работы

**«Применение моделирования при исследовании Фильтрационно-емкостных свойств
терригенных отложений васюганской свиты скважины №521 Двуреченского
месторождения Западной Сибири»**

студента 2-ого курса 261 группы
направления 05.04.01 «Геология»
профиль подготовки «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»
геологического факультета
Тараканова Шамиля Фяритовича

Научный руководитель
к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Зав. кафедрой
к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов, 2026

Введение. Актуальность темы обусловлена вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов, в частности уплотняющего бурения Пальяновского лицензионного участка. В работе рассмотрено бурение с отбором керна, при подъеме которого была зафиксирована тектоническая аномалия. Исследование темы поможет в дальнейшем применить наиболее инновационные методики разведки и четкого выделения границ тектонических нарушений.

Целью работы является оценка фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения нефтяных пластов-коллекторов Двуреченского месторождения с оценкой их промышленной значимости по данным бурения скважины №521.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

- 1) изучить геологическое строение месторождения, выделить продуктивные пласты;
- 2) изучить петрофизику горных пород слагающих месторождение, изученность по геофизическим исследованиям, геологические модели;
- 3) найти пути повышения увеличения коэффициента извлечения нефти.

Научная новизна работы обусловлена тем, что в настоящее время в разработку включаются малые и сверхмалые месторождения. Падение добычи крупных и уникальных месторождений нуждается в демпфировании, поэтому необходимо найти технологии разработки и скоррелировать рентабельность их применения.

Научная значимость работы заключается в изучении имеющихся данных по керну, геофизическим исследованиям и геологическим моделям. Учитывая, что необходимо находить нестандартные решения оценки и разработки месторождения, мной проведен поиск инновационных технологий.

На защиту выносятся следующие положения:

- 1) Несмотря на сложности разработки и малый размер месторождения, его разработка рентабельна;

2) Месторождение необходимо доизучить, так как имеющихся данных не хватает для полноценного его разбуривания и ввода в эксплуатацию;

3) Контроль и аналитика гидроразрыва пласта в реальном времени является залогом экономии времени и средств, а также средством повышения коэффициента извлечения нефти.

Основное содержание работы. Магистерская работа состоит из следующих частей: введения, 4-х разделов, заключения, списка использованных источников.

Раздел 1 – История открытия и разработки месторождения.

Раздел 2 – Свойства горных пород низкопроницаемых коллекторов.

Раздел 3 – Исследование Двуреченского месторождения.

Раздел 4 – Инновационные разработки для разработки месторождения.

В первом разделе были рассмотрены история открытия и разработки месторождения, а также его геологическое строение.

Двуреченское нефтяное месторождение в административном отношении находится на западе Каргасокского района в Томской области, на Карайско-Моисеевском участке. Этот район также называют Томское Приобье. Ближайшими месторождениями к Двуре-ченскому нефтяному месторождению стали месторождения Тагайское, Крапивинское, Моисеевское и Карасевское. Месторождение находится на стадии разработки. Оно относится к южной части Каймысовского нефтегазоносного района, который относится к Срднеобской нефтегазоносной области

Запасы Двуреченского нефтяного месторождения можно охарактеризовать как низкие. Они имеют средние показатели пористости — около 15-18 процентов. Уровень проницаемости здесь составляет от 0,01 и до 0,6 мкм². Нефть на данном месторождении легкая, плотность в пластовых условиях составляет 772,8 килограмма на кубический метр. В поверхностных условиях пористость нефти составляет 853 килограмма на кубический метр и она маловязкая. Промышленная нефтеносность здесь выявлена в четырех

пластах. Уровень добычи в 2024 году составил 47,54 тысячи тонны нефти. Размер доказанных запасов нефти составляет 2114, а газа — 71.

Месторождение было открыто в 1992 году. Исследования на Двуреченском месторождении были начаты с купольных частей на северном, центральном и южном сводах поднятий. Сегодня здесь работает газотурбинная электростанция, которая имеет мощность в 24 мегаватт и позволяет повысить уровень использования попутного нефтяного газа.

Населенные пункты в районе работ отсутствуют. Ближайшим населенным пунктом является село Новый Васюган, расположенное в 50 км северо-восточнее месторождения, на реке Васюган. В селе имеется узел связи, больница - стационар, предприятия местной промышленности.

Во втором разделе приведен анализ свойства горных пород низкопроницаемых коллекторов.

Проницаемость можно измерить в лаборатории и косвенно определить в полевых условиях. В лаборатории аналитики пропускают однофазную жидкость через керн породы известной длины и диаметра. Жидкость имеет известную вязкость и течет с заданной скоростью. Когда поток достигает стационарного состояния, аналитик измеряет перепад давления по всей длине керна и использует закон Дарси для расчета проницаемости. Для рутинного анализа керна в качестве жидкости может использоваться воздух, но чаще всего это инертный газ, такой как азот или гелий.

В альтернативном лабораторном методе аналитики подают давление газа на входную сторону образца и наблюдают за тем, как газ протекает через образец и давление уравнивается с давлением на выходе. В ходе этой нестационарной процедуры, аналитики используют скорость изменения давления во времени и скорость потока на выходе для определения проницаемости. Метод спада давления особенно хорошо подходит для измерения проницаемости плотных или низкопроницаемых, образцов, поскольку для достижения стационарного потока через такие образцы требуется много времени.

Аналитики вносят поправки для компенсации различий между лабораторными и скважинными условиями. Они учитывают различия в напряжениях, применяя ограничивающее напряжение к одному или нескольким репрезентативным образцам керна. Для определения влияния напряжений на проницаемость аналитики часто используют несколько ограничивающих напряжений на нескольких образцах, а затем применяют поправочный коэффициент для ограничивающего напряжения пласта к остальным образцам.

Поток газа в порах быстрее, чем поток жидкости, потому что жидкости испытывают большее сопротивление потоку, или торможение, у стенок пор, чем газы. Это «проскальзывание газа», или более высокая скорость потока газов по сравнению с жидкостями, является эффектом, который можно скорректировать путем постепенного увеличения среднего давления газа в порах, что сжимает газ и увеличивает его сопротивление у стенок пор. Поправка Клинкаберга представляет собой экстраполяцию этих измерений до бесконечного давления газа, при котором предполагается, что газ ведет себя как жидкость.

В полевых условиях проницаемость в прискважинной зоне может быть оценена с использованием данных каротажа. Основные данные каротажа получены с помощью методов ядерного магнитного резонанса. Для оценки проницаемости по данным измерений необходимо знать эмпирическую зависимость между вычисленной проницаемостью, пористостью и распределением пор по размерам; оценки часто калибруются по прямым измерениям на образцах керна из скважины или из близлежащих скважин. Проницаемость также может быть определена по измерениям внутрискважинного давления и данным отбора проб.

Проницаемость в масштабе пласта обычно определяется с помощью испытаний бурительных колонн. Анализ переходных процессов давления, полученных в ходе таких испытаний, позволяет оценить среднюю проницаемость пласта в естественных условиях. Для согласования переходного поведения с предсказанной моделью пласта интерпретаторы используют

несколько методов. Они могут оценить среднюю эффективную проницаемость по скорости потока и давлению во время стационарной добычи, измеренным в ходе конкретных испытаний при установленных скоростях потока. Среднюю проницаемость также можно рассчитать по данным истории добычи, корректируя проницаемость до тех пор, пока не будет получена правильная история добычи.

Низкопроницаемые пласты обладают следующими характеристиками: Во-первых, существует прямая пропорциональная зависимость между коэффициентом извлечения и проницаемостью, то есть, при увеличении проницаемости коэффициент извлечения увеличивается, и наоборот. Во-вторых, существует обратная зависимость между начальным давлением и проницаемостью, то есть, чем выше проницаемость, тем ниже начальное давление, и наоборот. В-третьих, общий уровень проницаемости пласта невысок, а его распространенность относительно низка, и общая скорость извлечения нефти также относительно низкая. В-четвертых, структура внутренних слоев имеет естественные трещины, которые имеют иррегулярный характер.

При воздействии внешних факторов неоднородность пласта значительна, что влияет на последующие горные работы. В-пятых, пластовая вода имеет плохую гидродинамическую связность, что увеличивает сложность дренажных работ. В сочетании с вышеуказанными характеристиками, в процессе добычи нефти необходимо применять специфические методы эксплуатации, основанные на характеристиках низкопроницаемых пластов, чтобы повысить эффективность добычи.

В третьей главе представлено исследование Двуреченского месторождения.

Рекомендации на доизучение следующие:

1. Записать в новых скважинах плотностной каротаж для оценки пористости по плотностному методу;

2. Провести больше керновых исследований по пористости, проницаемости, водонасыщенности;

3. Провести исследования на керне на характер определения параметров пористости и насыщенности, глинистости, скорости пробега акустических волн в скелете породы и эффективной пористости;

4. Дополнить данные по исследованию свойств пластовой воды и бурового раствора.

По разработке месторождения выводы следующие:

1. Модель 5_1500 показывает наилучшие результаты по прибыли среди моделей с водонапорным режимом;

2. Модель 5_1500 показывает наилучшие результаты по коэффициенту извлечения нефти среди моделей с водонапорным режимом;

3. Водонапорный режим эффективен при разработке коллектора;

4. Гидроразрыв пласта является наилучшим типом заканчивания по значениям коэффициента извлечения нефти и прибыли

В четвертой главе приведена инновационная технология контроля и анализа гидроразрыва пласта.

Интеграция моделирования пласта и анализа DataFrac представляет собой передовую стратегию оптимизации параметров гидравлического разрыва пласта. Эта интеграция обеспечивает анализ в реальном времени реакций давления и поведения жидкости, позволяя инженерам динамически корректировать параметры обработки, тем самым повышая точность модели трещинообразования и операционную эффективность. Традиционные модели часто опираются на статические предположения; данные в реальном времени позволяют калибровать моделирование в соответствии с фактическим поведением при гидроразрыве пласта, что приводит к принятию более обоснованных решений относительно закачки жидкости, нагрузки проппанта и стратегий разрыва.

Полученные в режиме реального времени данные могут выявлять потенциальные проблемы, такие как потеря жидкости или неожиданное

распространение трещин, позволяя инженерам оперативно вносить корректировки для предотвращения нежелательных последствий. Например, в тематическом исследовании, посвященном гидроразрыву пласта в сланцевом месторождении, были продемонстрированы преимущества использования анализа DataFrac для корректировки состава жидкости и концентрации пропанта на основе наблюдаемой динамики, что в конечном итоге улучшило начальные темпы добычи и долгосрочное извлечение.

Оптимизация эффективности гидроразрыва пласта — сложная задача, требующая глубокого понимания критически важных переменных, таких как вязкость жидкости, концентрация пропанта, стратегии закачки и условия напряжений в пласте. Сочетание моделирования пласта с анализом DataFrac представляет собой надежную методологию для повышения эффективности гидроразрыва пласта, позволяющую адаптироваться в режиме реального времени и обеспечивать точность, которая согласовывает оперативную деятельность с фактическим поведением пласта.

В исследовании используется метод PRISMA для систематического анализа и обобщения данных моделирования пласта и анализа DataFrac с целью повышения эффективности гидроразрыва пласта и поддержания целостности пласта. Этот подход основан на структурированном процессе, обеспечивающем интеграцию высококачественных данных и методологий.

Этап отбора включал удаление дублирующихся записей, за которым последовал тщательный анализ заголовков, аннотаций и полных текстов для исключения исследований, не обладающих методологической строгостью или не имеющих отношения к целям исследования.

Приоритет отдавался исследованиям, акцентирующим внимание на оценке на основе PRISMA в предиктивном моделировании, целостности активов, аналитике на основе искусственного интеллекта и повышении эффективности работы пласта.

Извлечение данных было сосредоточено на ключевых параметрах, включая методы моделирования, гидродинамику, геомеханическое

моделирование и прогнозы с использованием искусственного интеллекта. Собранные данные были проанализированы с использованием передовых статистических и вычислительных методов для выявления закономерностей, тенденций и передовых методов в гидравлическом разрыве пласта. Кроме того, анализ данных был применен для оценки распространения трещин, переноса пропанта, и эффективности обработки при стимуляции в нетрадиционных коллекторах.

Блок-схема, представленная на рисунке 1, иллюстрирует методологию исследования, выделяя ключевые этапы от поиска литературы до анализа и проверки данных.

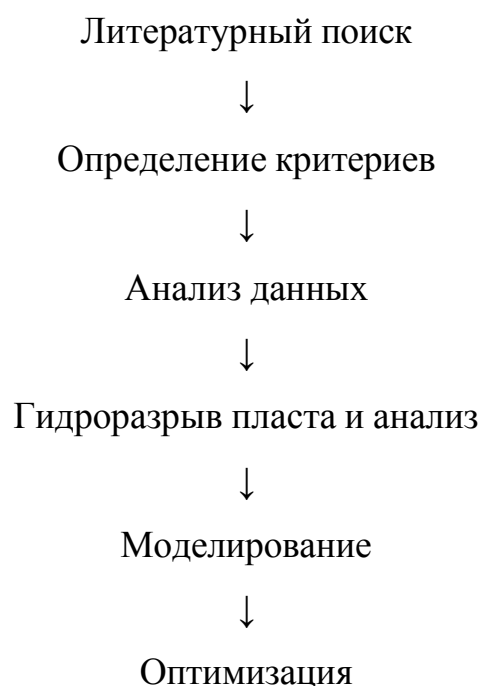


Рисунок 1 - Блок-схема методологии исследования PRISMA

Моделирование пластовых процессов является важным инструментом в современной нефтегазовой инженерии, предоставляя критически важную информацию о различных аспектах поведения пласта, включая поток жидкости, распределение давления и динамику гидроразрыва пласта. Численные модели, используемые в моделировании пластовых процессов, имеют первостепенное значение для прогнозирования влияния различных операций на добычу

углеводородов и оптимизации общей производительности скважины. Традиционные методы включают математическое моделирование на основе управляющих уравнений, которые рассматривают явления многофазного потока, включая сохранение массы, баланс импульса и передачу энергии. Эти модели учитывают основные свойства горных пород и жидкости, такие как пористость и проницаемость. Схема предварительной и окончательной оценок операции гидроразрыва пласта приведены на рисунке 2.

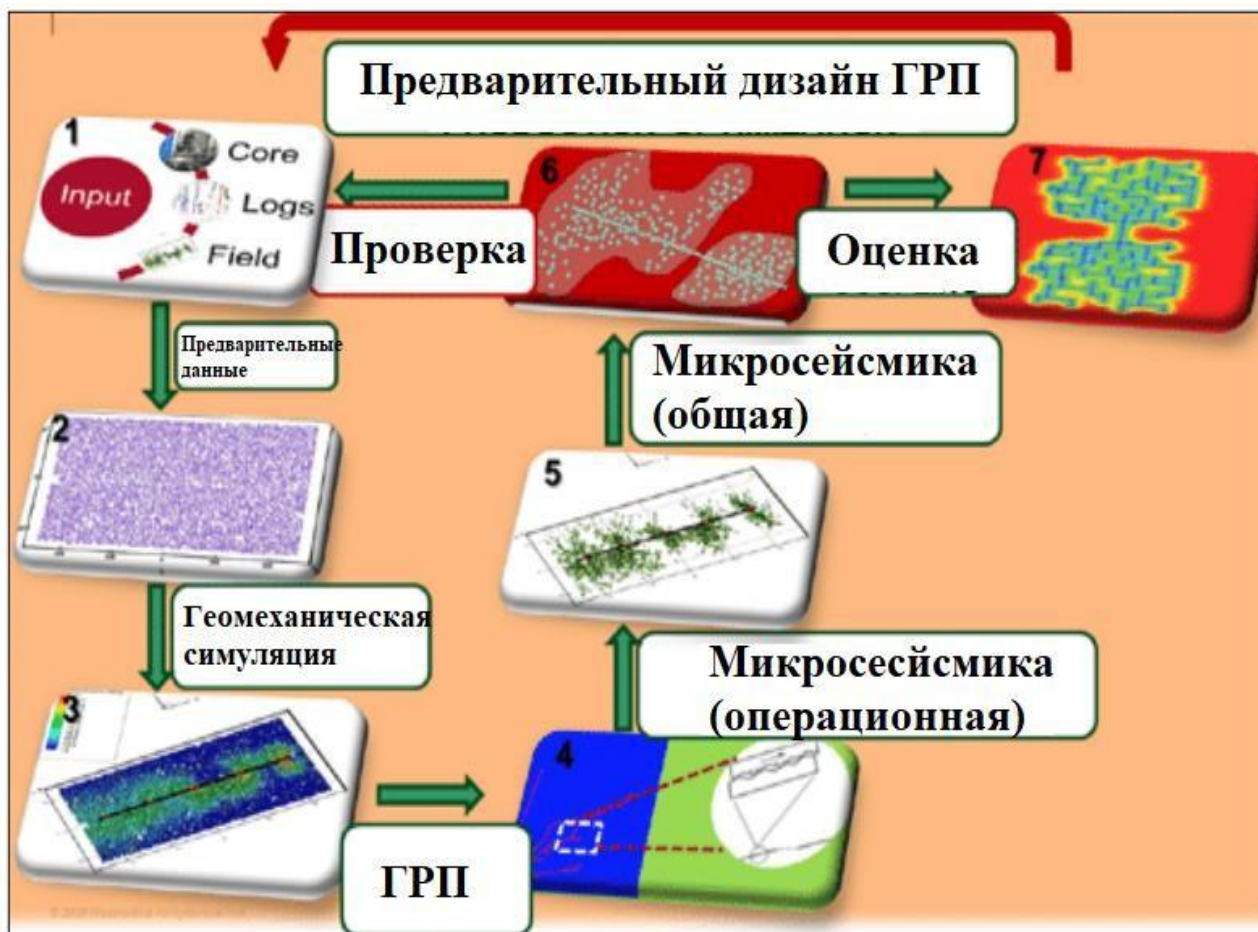


Рисунок 2 – Компоненты оценки операции гидроразрыва пласта

Более того, гидроразрыв пласта вносит дополнительные сложности в поведение пласта, что требует применения передовых методов моделирования для точного моделирования зарождения и роста трещин. Для этой цели крайне важны такие методы, как континуумные методы и модели дискретных сетей трещин. Континуумные методы, включая расширенные методы конечных элементов и моделирование когезионной зоны, представляют трещины как

размытые зоны внутри континуума. Напротив, модели дискретные изображают трещины как дискретные образования, что обеспечивает более тонкое понимание того, как связность и геометрия трещин влияют на динамику жидкости в пласте. Такое моделирование имеет решающее значение для оптимизации конструкции трещин путем оценки того, как такие переменные, как расстояние между трещинами и проводимость, влияют на добычу углеводородов.

Кроме того, интеграция полевых данных в реальном времени с моделями моделирования пласта представляет собой значительный шаг вперед в оптимизации гидроразрыва пласта. Традиционные модели часто используют статические входные параметры, которые могут не отражать динамическую природу поведения пласта.

Автоматизация процессов согласования истории с помощью современных методов машинного обучения еще больше повышает эффективность моделирования пласта. Этот подход включает в себя непрерывную корректировку результатов моделирования для согласования с реальными наблюдениями, тем самым минимизируя расхождения между прогнозируемыми и измеренными значениями.

Использование искусственного интеллекта упрощает выявление сложных закономерностей в поведении трещин, позволяя оптимизировать стратегии гидроразрыва пласта. Благодаря этому процессу инженеры могут улучшить свои прогностические возможности, эффективно управляя различными операционными рисками.

Наконец, двойной подход, сочетающий моделирование пласта с анализом DataFrac, предлагает надежную основу для максимизации эффективности гидроразрыва пласта при обеспечении целостности пласта. Интегрируя передовое геомеханическое моделирование и анализ данных в реальном времени, инженеры получают лучшие возможности для разработки оптимизированных методов гидроразрыва, которые повышают извлечение углеводородов, минимизируя при этом экологические риски.

Заключение. Выводы следующие:

1) Месторождение содержит трудноизвлекаемые запасы, к коим в частности относится баженовская свита. Упор на её разработку позволит увечить охват эксплуатируемых объектов и увеличить конечную добычу.

2) На месторождении необходимо провести доразведку. Нужно дополнительно провести исследования геофизическими методами: плотностной каротаж; акустический каротаж; исследования для критериев отсечения; отбор проб притока; гидродинамические тесты и испытания скважины; провести дополнительные и расширить существующие исследования в области измерения пористости, проницаемости, водонасыщенности, плотности пород, скорости (или двойного времени пробега) распространения волн в скелете пород.

3) Наиболее рентабельным и эффективным методом разработки месторождения будет использование гидроразрыва пласта. Благодаря изученности и невысоким затратам на реализацию разработка месторождения будет рентабельна.

4) Фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщенности можно оценить только по привязке к литологии. Наибольшим потенциалом обладают пласты Ю₁₋₃, в которых сосредоточены неизвлекаемые запасы месторождения.

Существует множество факторов, которые инженер должен учитывать при анализе поведения скважины после того, как в ней был проведен гидроразрыв. Инженер должен проанализировать коэффициент продуктивности скважины как до, так и после гидроразрыва пласта. Другими важными факторами являются окончательная добыча нефти и газа и расчеты для определения длины трещины с расклиниванием, проводимости трещины и площади дренирования скважины. Анализ данных обработки трещин, данных добычи и давления после гидроразрыва пласта может быть очень сложным и трудоемким.