

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»



На правах рукописи

НУРИЕВ АРСЕН АЛЬБЕРТОВИЧ

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ ОСВОЕНИИ ЗАПАСОВ
НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ДОМАНИКОВОГО ВОЗРАСТА**

Специальность 2.8.3. — Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика,
маркшейдерское дело
и геометрия недр

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Ш. Х. Султанов

Уфа – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ОПЫТ И ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОДАХ	10
1.1 Обобщение геологического строения и изучение степени освоения запасов углеводородов в нефтематеринских отложениях	10
1.2 Опыт и перспективы разработки запасов углеводородов в нетрадиционных коллекторах..	15
1.3 Опыт применения технологии гидравлического разрыва пласта нефтематеринских пород месторождений России	20
1.4 Геологическая характеристика нефтематеринских отложений	23
1.4.1 Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн.....	23
1.4.2 Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн	27
Выводы по главе 1	31
2. ГЕОЛОГО - ПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ДОМАНИКИТАХ	34
2.1 Геолого-промысловая характеристика объектов исследования	34
2.2 Геолого- промысловый анализ разработки объектов исследования	38
2.3 Технология и геолого-промысловый анализ эффективности гидравлического разрыва пласта доманикового типа	41
Выводы по главе 2	45
3. ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ СОСТАВА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД НА ПОКАЗАТЕЛЬ ВДАВЛИВАНИЯ РАСКЛИНИВАЮЩЕГО МАТЕРИАЛА.....	47
3.1 Описание кернового материала	47
3.2 Методика проведения лабораторных исследований.....	63
3.2.1 Метод Бринелля	63
3.2.2 Методика лабораторных исследований.....	64
3.3 Лабораторные исследования кернового материала	67
3.4 Моделирование гидравлического разрыва пласта	97
Выводы по главе 3	108

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	109
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	111
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	112

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В настоящее время вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти одно из необходимых условий для недропользователей. Это связано с истощением месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, и необходимостью поддержания стабильного уровня добычи углеводородов. В условиях ТРИЗ нефти среди широкого перечня геолого-технических мероприятий гидравлический разрыв пласта является наиболее эффективным. Доля ТРИЗ нефти в России на сегодняшний день составляет по разным оценкам 60 % и приходится также на запасы нефтематеринских пород баженовской и доманиковой свит.

Для добычи нефти из нефтематеринских пород применяются в основном две технологии: бурение горизонтальных скважин и гидравлический разрыв пласта (ГРП). Применение этих технологий приводит к значительному увеличению площади контакта между пластом и скважиной, что способствует улучшению фильтрационных свойств и увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН).

Применение «стандартных» методов гидравлического разрыва пласта не дало ожидаемого технологического эффекта на трудноизвлекаемых залежах месторождений РФ. В большинстве случаев при проведении операций появились осложнения и плановые показатели разрыва не были достигнуты. Основной причиной в большинстве ГРП являлась недостаточная геологическая изученность пород, что не позволяло адаптировать прогнозную модель под геолого-промысловые условия залежей.

Таким образом, для достижения прогнозных показателей работы скважины после проведения гидравлического разрыва пласта, а также успешного проведения самих операций, потребность в расширении научно-практической базы геологических факторов является актуальной задачей, обеспечивающей повышение выработки нефтематеринских пород.

Диссертационная работа посвящена определению геологических характеристик, показателей и свойств нефтематеринских пород, а также оценке их влияния на прогнозную модель гидравлического разрыва пласта, уточнению расчетных показателей для повышения эффективности ГРП.

Степень разработанности темы

Вопрос повышения эффективности извлечения запасов из залежей нефти сложного геологического строения освещается в работах таких ученых, как: В.Е. Андреев, Р.Х. Гильманова, Ю.В. Зейгман Р.Д. Каневская, Ю.А. Котенев, Н.Н. Михайлов,

В.Ш. Мухаметшин, М.А. Токарев, Н.Ш. Хайредин, Н.И. Хисамутдинов, Т. И. Романова, и др.

Определение геологического строения и геохимических особенностей нефтематеринских отложений, их нефтегенерационного потенциала посвящены работы авторов: Т.К. Баженова, Ю.П. Галенко, Д.А. Дмитриевского, А.М. Жаркова, Г.А. Калмыкова, А.А. Контровича, А. Э. Контровича, А.В. Лисицына, Р.Х. Масагутова, Н.М. Страхова, А. А. Хайруллина, Е.В. Лозина, А.В. Ступакова, В.В. Холодова, С.М. Черепанина, О.М. Прищепа и др.

Совершенствованием технологий проведения операций гидравлического разрыва пласта занимались отечественные и зарубежные авторы: Г. И. Баренблатт, Ж. Гиртсман, Ю. П. Желтов, А.Г. Загуренко, Л. Р. Керн А. В. Насыбуллин, Р. П. Нордгрэн, Т. К. Перкинс, О. В. Салимов, И. Н. Снеддон, С. А. Христианович, М. Экономидес, Ш.Ф. Тахаутдинов и кроме того, проблемами изучения и освоения нетрадиционных запасов углеводородов занимались коллективы ученых и специалистов из БашНИПИнефть, ВНИГНИ, Института геологии Коми НЦ УрО РАН, Института проблем нефти и газа РАН, Казанского федерального университета, МГУ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Сколковского института науки и технологии, СПбУ, ТатНИПИнефть, Томского государственного университета, Тюменского индустриального университета, Ухтинского государственного технического университета, Китайского нефтяного университета, Северо-Восточного нефтяного университета, Тегеранского университета и др.

В рамках данной работы поставлены задачи исследования влияния геологических свойств на эффективность применения технологии гидравлического разрыва пласта. Решение этих задач позволило повысить эффективность выбора объектов воздействия и подбора решений, обеспечивающих стабильную эксплуатацию залежей нефти со сложным геологическим строением.

Цель и задачи работы

Целью данной работы является повышение эффективности применения ГРП на нефтематеринских отложениях, за счет совершенствования прогнозных моделей, учитывающих геомеханические свойства пород.

Для достижения поставленной цели требуется решить следующие задачи:

1. Провести анализ применения технологии гидравлического разрыва пласта, приуроченного к нефтематеринским породам.
2. Разработать методику выполнения лабораторных исследований по определению показателя вдавливания расклинивающего материала в породу.

3. Выявить зависимость между показателем вдавливания проппанта в горную породу и её свойствами.

4. Усовершенствовать прогнозную модель ГРП, применяемую для залежей нефтематеринских пород.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются нефтематеринские породы доманикового типа, приуроченные к территории Республики Башкортостан.

Предметом исследования является определение показателя вдавливания проппанта в горную породу при гидравлическом разрыве пласта, и его влияния на модель расчета прогнозного дебита нефтяной скважины.

Научная новизна

1. Разработана методика определения показателя вдавливания расклинивающего материала в нефтематеринские породы с учетом геомеханических показателей и горно-геологических условий залегания, включающее испытание образца на вдавливание проппанта и микроскопические исследования состава горной породы.

2. Установлены зависимости между типом нефтематеринских пород и глубиной вдавливания проппанта в горную породу, позволяющие прогнозировать закрепленную ширину трещины ГРП, которая оказывает прямое влияние на прогнозный дебит нефтяной скважины.

Теоретическая и практическая значимость

Теоретическая значимость работы:

1. Экспериментально доказано, что показатель вдавливания расклинивающего материала для нефтематеринских пород доманикового комплекса оказывает влияние на ширину трещины ГРП.

2. Получены зависимости, которые позволяют уточнить прогнозную модель гидравлического разрыва пласта. С учетом показателя вдавливания проппанта ширина раскрытия трещины определяется точнее, что положительно сказывается на оценке запускных дебитов для скважины и, как следствие, на эффективности всего геолого-технического мероприятия.

Практическая значимость:

1. Усовершенствована прогнозная модель ГРП, приуроченная к нефтематеринским породам, позволяющая на этапе подготовительных промысловых работ определить данные об эффективной ширине трещины и оценить «запускные» дебиты нефти после проведения ГТМ.

2. Подготовлена методология проведения лабораторных исследований по определению показателя вдавливания проппанта в горную породу с учетом горно-геологических условий пласта.

3. Результаты диссертационной работы используются в учебном процессе Уфимского государственного нефтяного технического университета по направлению «Прикладная геология» при изучении: дополнительных глав по дисциплине «Нефтегазопромысловая геология».

Методология и методы исследования

1. Поставленные задачи решались на основании анализа применения в мировой и отечественной практике технологии гидравлического разрыва пласта, приуроченного к нефтематеринским породам.

2. Лабораторные исследования производились на гидравлическом испытательном прессе «ИП-100», предназначенном для статических испытаний на сжатие. Погрешность измерения глубины вдавливания составляет 2 %. Микроскопические исследования проводились на микроскопе ADF U300P с возможностью работы только в отраженном или отраженном и проходящем свете. Исследования проводились на 10 образцах кернового материала нефтематеринских пород доманикового типа, размерностью фракций проппанта 20/40 и 30/50.

3. Моделирование гидравлического разрыва пласта осуществлялось в программном обеспечении для математического моделирования и анализа процесса создания трещин в ходе гидроразрыва пласта РН-ГРИД, в основе которого заложена физико-математическая модель Planar 3D.

Положения, выносимые на защиту

1. Прогнозируемый дебит нефтяной скважины после проведения ГРП для пласта доманикового типа зависит от геологических особенностей карбонатных (доломит, известняк) и терригенных (песчаник, алевролит, аргиллит) нефтематеринских пород и их физических свойств.

2. Методика лабораторного определения показателя вдавливания расклинивающего материала в горную породу с учетом геологических свойств позволяет повысить достоверность прогнозной модели гидравлического разрыва пласта и прогнозной оценки дебита нефти.

Степень достоверности результатов проведенных исследований

Достоверность результатов работы обеспечена применением широко апробированных, а также оригинальных методик лабораторных исследований, выполненных на оборудовании, прошедшем государственную поверку. Погрешность измерения глубины вдавливания

составляет 2 %. Все результаты лабораторных исследований обработаны с применением методов математической статистики и основаны на общепризнанных представлениях о свойствах пород.

Основные положения диссертационной работы были доложены и обсуждены на VI Международной молодежной научной конференции «Tatarstan UpExPro» (г. Казань, 2022 г.); на 73-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ (г. Уфа, 2022 г.); на Российском нефтегазовом техническом конгрессе (г. Москва, 2022 г.); на научно-практической конференции, посвященной юбилеям М. М. Ивановой и С. А. Султанова (г. Бугульма, 2022 г.); на 74-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ (г. Уфа, 2023 г.); на Международной научной конференции «Золотухинские чтения. нефть, газ и энергетика в арктическом регионе», (г. Архангельск, 2023 г.).

Публикации по теме диссертации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 11 научных трудах, в том числе 3 – в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ.

Структура и объем диссертационной работы

Диссертация состоит из введения, трех глав, основных выводов и списка литературы из 86 наименований. Материал диссертационной работы содержит 120 страниц машинописного текста, 125 рисунков, 8 таблиц.

Автор благодарит кандидата технических наук Кашапова Дениса Вагизовича за помощь и содействие в написании данной диссертационной работы, формирование научной идеи и консультации по проводимым исследованиям.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках реализации программы НЦМУ по соглашению №075-15-2022-297.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Затрагиваемая область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.3. «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр», а именно п.9 «Методы и системы обработки геологической, маркшейдерской и геофизической информации, а также методы моделирования месторождений, прогнозирования горно-геологических условий, явлений и процессов», п. 15 «Лабораторные и полевые геофизические методы и средства исследования состава, строения, свойств и состояния горных пород и массивов. Геологический, геофизический и маркшейдерский мониторинг функционирования горнотехнических систем и геологической среды при

разработке месторождений полезных ископаемых», а также п. 17 «Разработка методов и технологий исследования и мониторинга горно-геологических и горнотехнических условий освоения и эксплуатации месторождений полезных ископаемых и подземных хранилищ нефти и газа».

1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ОПЫТ И ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОДАХ

1.1 Обобщение геологического строения и изучение степени освоения запасов углеводородов в нефтематеринских отложениях

Распространение запасов нетрадиционной нефти связано с особенностями геологического строения и состава горных пород, которые определяют возможность образования и существования таких скоплений углеводородов. Например, наличие толщ плотных и низкопроницаемых горных пород, которые могут служить коллекторами для нефти и газа, является важным фактором для возникновения нетрадиционных скоплений углеводородов. Кроме того, важную роль играют тектонические процессы, осадочный режим и климатические условия, которые определяют глубину и условия образования горных пород и углеводородных скоплений [1].

В настоящее время извлечение углеводородов из нефтематеринских пород является затратным процессом, так как эти породы преимущественно обладают низкой проницаемостью и содержат неоцененные объемы углеводородов по сравнению с традиционными породами-коллекторами [2].

Запасы нетрадиционной нефти географически распределены по всему миру, но их масштабы и концентрация значительно различаются в зависимости от региона. Наибольшие запасы ТРИЗ нефти находятся в Северной Америке, где развита индустрия нефтедобычи из сланцевых пород. Кроме того, значительные запасы нетрадиционной нефти обнаружены в Китае, России, Аргентине, Австралии, Польше и других странах (Рисунок 1.1) [3,4].

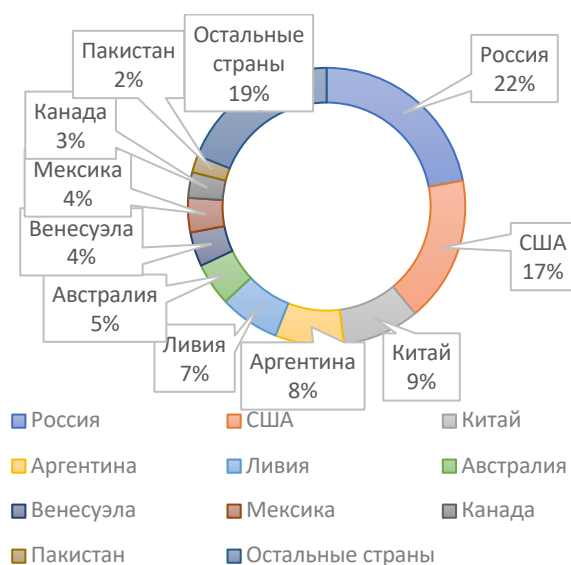


Рисунок 1.1 — Доля мировых трудноизвлекаемых запасов нефти по странам

Освоению нетрадиционных углеводородных запасов и ресурсов уделяли внимание зарубежные и российские ученые, научные коллективы и специалисты. Исследования в этом направлении приводятся в БашНИПИнефть, ВНИГНИ, Институте геологии Коми НЦ УрО РАН, ИПНГ РАН, Казанском федеральном университете, МГУ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Сколковском институте науки и технологии, СПбУ, ТатНИПИнефть, Томском государственном университете, Тюменском индустриальном университете, Ухтинском государственном техническом университете, Китайском нефтяном университете, Северо-Восточном нефтяном университете, Тегеранском университете.

Значительный вклад в изучение проблем освоения запасов углеводородов в нефтематеринских породах, в том числе доманикового типа, внесли различные ученые, так например, в работах [Прищепа О.М., 2014], [5-16] при изучении нетрадиционных углеводородов отмечено, что доманиковые отложения Тимано-Печорской провинции содержат до 12% органического вещества (Сорг) с термической зрелостью = 0.9–1.2%, что соответствует главной зоне нефтеобразования. В исследованиях выявлено, что микротрещиноватость этих пород повышает их коллекторский потенциал, а прогнозируемые ресурсы сланцевой нефти в регионе достигают 2–3 млрд тонн. В работах [Салимов В.Г., 2017] [17-24], предложен комплексный подход к выбору методов стимуляции, сочетающий геолого-технический анализ и экономическую оптимизацию, а также разработаны критерии отбора скважин для ГРП (проницаемость 0.000987 – 0.009869 мкм², толщина пласта >5 м, обводненность <70%), повысив успешность операций на 25% (до 85%) и прирост дебита на 30–50%. Результаты данных работ взяты за основу отраслевых стандартов в области ГРП, а внедрение рекомендаций позволило повысить рентабельность добычи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. Результаты исследований по обрушению кровли пластов при горных выработках, представленные в работах Баренблатт Г.И. совместно с Христиановичем С.А. и Желтовым Ю.П. [25-27], использованы для оценки рисков деформации пород после ГРП. Также Баренблатт Г.И. предложил методы расчета многокомпонентной фильтрации, которые применяются при проектировании ГРП для низкопроницаемых коллекторов, что особенно актуально для сланцевых месторождений. В работах [28], [Садыков А.М., 2023] представлен ступенчатый метод повышения расхода закачки снижающий давление инициации трещин на 20–25% в низкопроницаемых нефтематеринских породах. Метод позволяет контролировать рост трещин в условиях высоких геомеханических напряжений, характерных для нефтематеринских коллекторов. Также предложено проведения гибридного моделирования ГРП с большими объемами жидкости (более 1000 м³) и массой проппанта (свыше 200 т). Данное технологическое решение адаптировано для неоднородных пластов, где традиционные методы приводят к занижению прогнозов продуктивности [29]. В работах

[Копытов А.Г., 2022], [30-36], отмечаются преимущества применения многостадийного гидравлического разрыва пласта для трудноизвлекаемых запасов Баженовской свиты, за счет обеспечения более равномерного распространения трещин и повышения эффективности разработки.

Из обобщения и анализа публикаций, посвящённых освоению углеводородных запасов в нефтематеринских отложениях, можно сделать вывод, что проблема разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов остаётся актуальной и требует поиск дальнейших научных, методических и технологических решений. Исследования показывают, что применение гидравлического разрыва пласта (ГРП) в низкопроницаемых нефтематеринских породах позволяет существенно повысить эффективность добычи. Однако, для достижения оптимальных результатов необходимо учитывать геолого-геофизические и промысловые особенности конкретных месторождений. Таким образом, адаптация существующих технологий добычи углеводородов к условиям пластов доманикового типа и баженовской свиты является перспективным направлением, требующим дальнейшего изучения и внедрения.

Обзор литературных источников указывает, что часто при изучении вопроса трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) углеводородов подразумеваются «сланцевые нефти», что недостаточно точно описывает общее понятие ТриЗ. Определение «сланцевых углеводородов» пришло из опыта западных инженеров и ввиду того, что ранее в России оно не освещалось в полной мере, практически все трудноизвлекаемые запасы стали именовать «сланцевыми углеводородами», которые подразделяются на несколько видов по типу нетрадиционного коллектора (Рисунок 1.2):

1. Shale formation, в том числе shale gas (перевод: сланцевая формация/сланцевый пласт, в том числе сланцевый газ).
2. Tight formation, в том числе tight oil/tight gas (перевод: плотная формация/плотный пласт/сверхнизкопроницаемый пласт, в том числе нефть плотных пластов/газ плотных пластов).
3. Oil shale, connected with source rock with oil content of 50 % or more (перевод: это горная порода, которая содержит твердое органическое соединение, известное как кероген — предшественник нефти, связанная с нефтематеринской породой с содержанием нефти 50 % и более) [37].

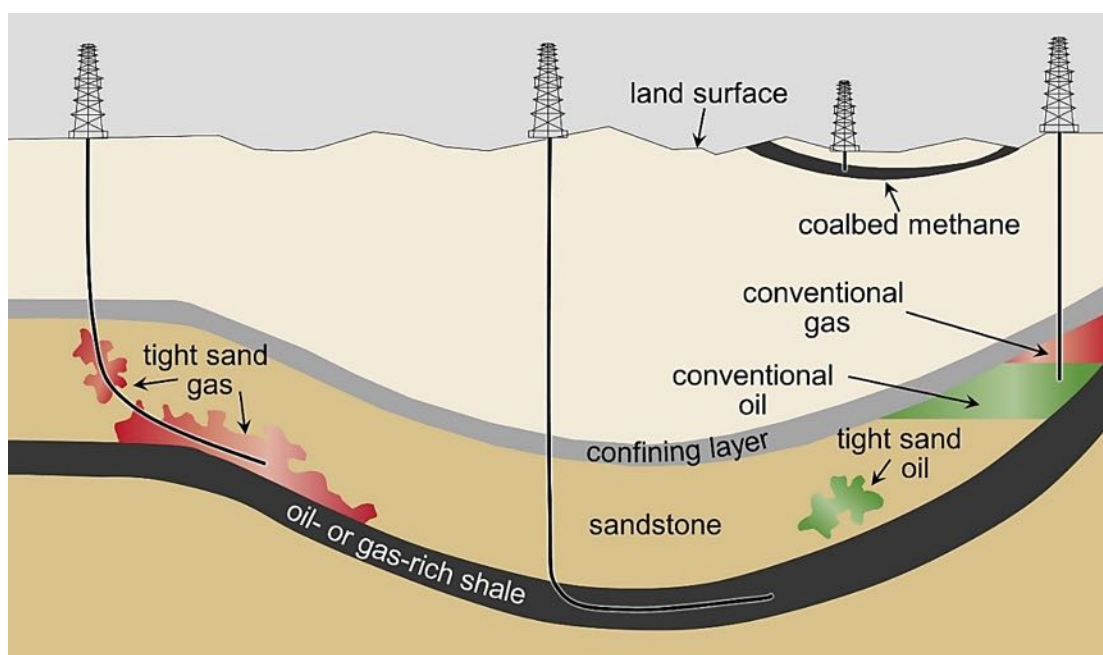


Рисунок 1.2 — Схематичное отображение залегания традиционных и нетрадиционных запасов УВ [37]

Сланцевые формации представляют собой слоистые, мелкозернистые глины и алевролиты.

Плотные формации представляют собой по большей части переслаивающиеся глинистые песчаники.

Общей характеристикой для формаций является сверхнизкая проницаемость (Рисунок 1.3).

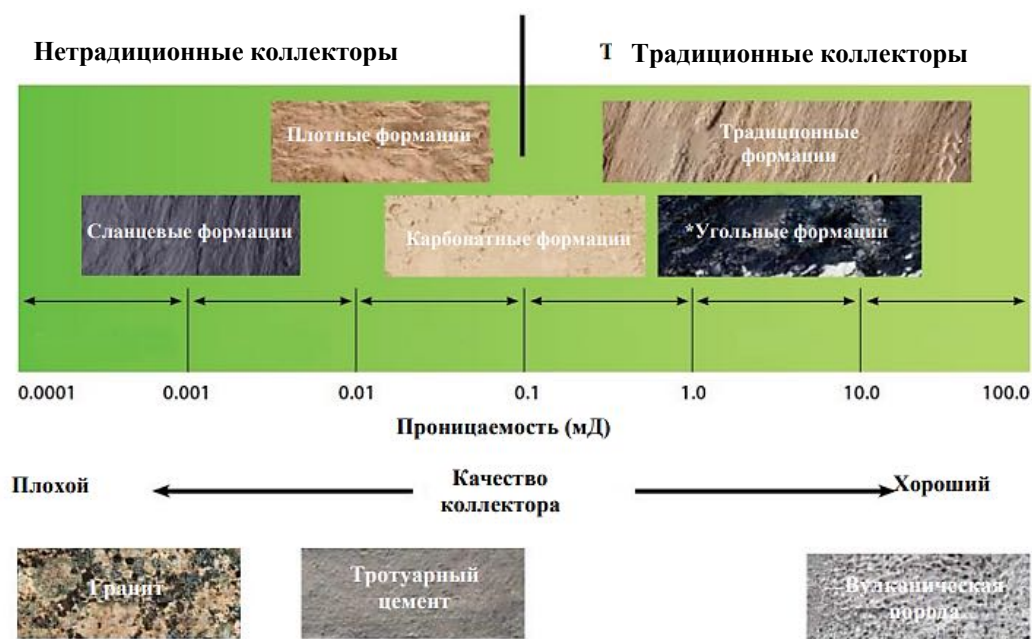


Рисунок 1.3 — Разделение традиционных и нетрадиционных коллекторов по проницаемости [38]

Некоторые китайские ученые относят сланцевые формации к нефтематеринским породам, в которых углеводороды генерируются «in situ» (перевод: на месте) или мигрируют на короткие расстояния, оставаясь в изначальном пласте. С другой стороны, плотные формации располагаются рядом с материнскими породами или являются материнскими породами, состоящими из переслаивающихся песчаников [38, 39].

Концепция ресурсного треугольника для месторождений нефти и газа предполагает логарифмическую временную зависимость распределения нефтегазовых ресурсов. При этом вершина треугольника содержит нефть традиционных запасов УВ, которые уже находятся на крайней стадии разработки, середина треугольника содержит тяжелую нефть, нефть битуминозных песчаников, нефть трещиноватых карбонатов, находящихся на активной стадии разработки, а нижняя часть треугольника содержит нефть и газ плотных формаций, газ угольных пластов, нефть и газ сланцевых формаций, нефть битуминозных сланцев и гидраты природных газов, которые находятся на начальной стадии разработки (Рисунок 1.4).



Рисунок 1.4 — «Ресурсный треугольник» [40]

Средняя и нижняя части ресурсного треугольника представляют собой области накопления, которые являются нетрадиционными и имеют более высокий объем, чем традиционные запасы (80 % всех мировых ресурсов). Однако качество этих нетрадиционных

Согласно данным агентств US Energy Information Administration [42] и RYSTAD ENERGY [43], добыча нефти в США в мае 2019 года составила 12,4 млн бар./сут, как показано на рисунке 1.6. Особенно значительным вкладом в общую добычу нефти в США стала разработка трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в месторождениях продуктивные залежи которых, приурочены к пермскому возрасту, что привело к добыче 4,23 млн бар./сут к июлю. Этот показатель сопоставим с добычей ПАО НК «Роснефть» на 2019 год.

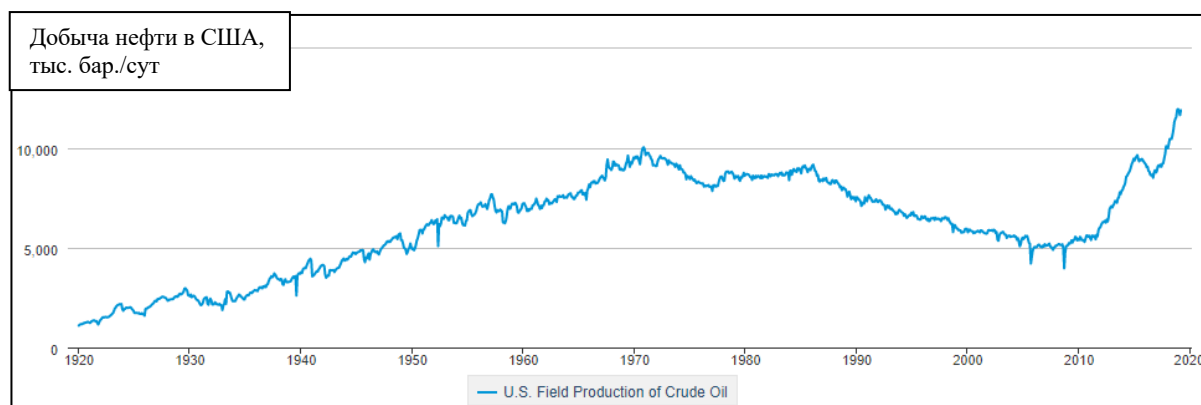


Рисунок 1.6 — Добыча нефти в США за период с 1920 по 2019 гг [43]

Главным вкладом в добычу нефти из ТРИЗ в США являются формации Bakken, Eagle Ford и Permian Basin, которые стали отправной точкой для «Сланцевой революции». Прогноз 2019 г. от RYSTAD ENERGY не реализовался. Ожидалось, что в 2019–2020 гг. суточная добыча нефти достигнет 13,4 млн бар./сут, в то время как максимальное значение было зафиксировано в мае 2023 г. и составило 12,48 млн бар./сут [44].

В Китае сланцевая нефть представляет собой важный ресурс, исследование и разработка которого имеет стратегическое значение для страны. Китай обладает значительными запасами сланцевой нефти, и его усилия направлены на максимальное использование этого ресурса.

Согласно данным China Petroleum and Chemical Industry Federation (CPCIF), запасы сланцевой нефти в стране составляют около 134 миллиардов баррелей, что делает их одними из крупнейших в мире [45].

Разработка сланцевой нефти в Китае началась в конце 2000-х годов и продолжается до сегодняшнего дня. Ключевыми регионами, где ведется разработка сланцевой нефти, являются Сичуань, Чунцин, Гуйчжоу, Нинся, Шэньси, Шаньдун, Хэйлунцзян и др. В этих регионах осуществляются геологические исследования, проводится бурение и разрабатываются соответствующие технологии для извлечения сланцевой нефти.

Разработка ТРИЗ нефти в Китае сталкивается с некоторыми техническими и экологическими вызовами. Однако страна активно развивает технологии горизонтального бурения, гидроразрыва пласта и другие инновационные методы, чтобы увеличить эффективность добычи сланцевой нефти [46].

В Китае разработка сланцевой нефти осуществляется в нескольких ключевых регионах. Некоторые из них представлены на рисунке 1.7.

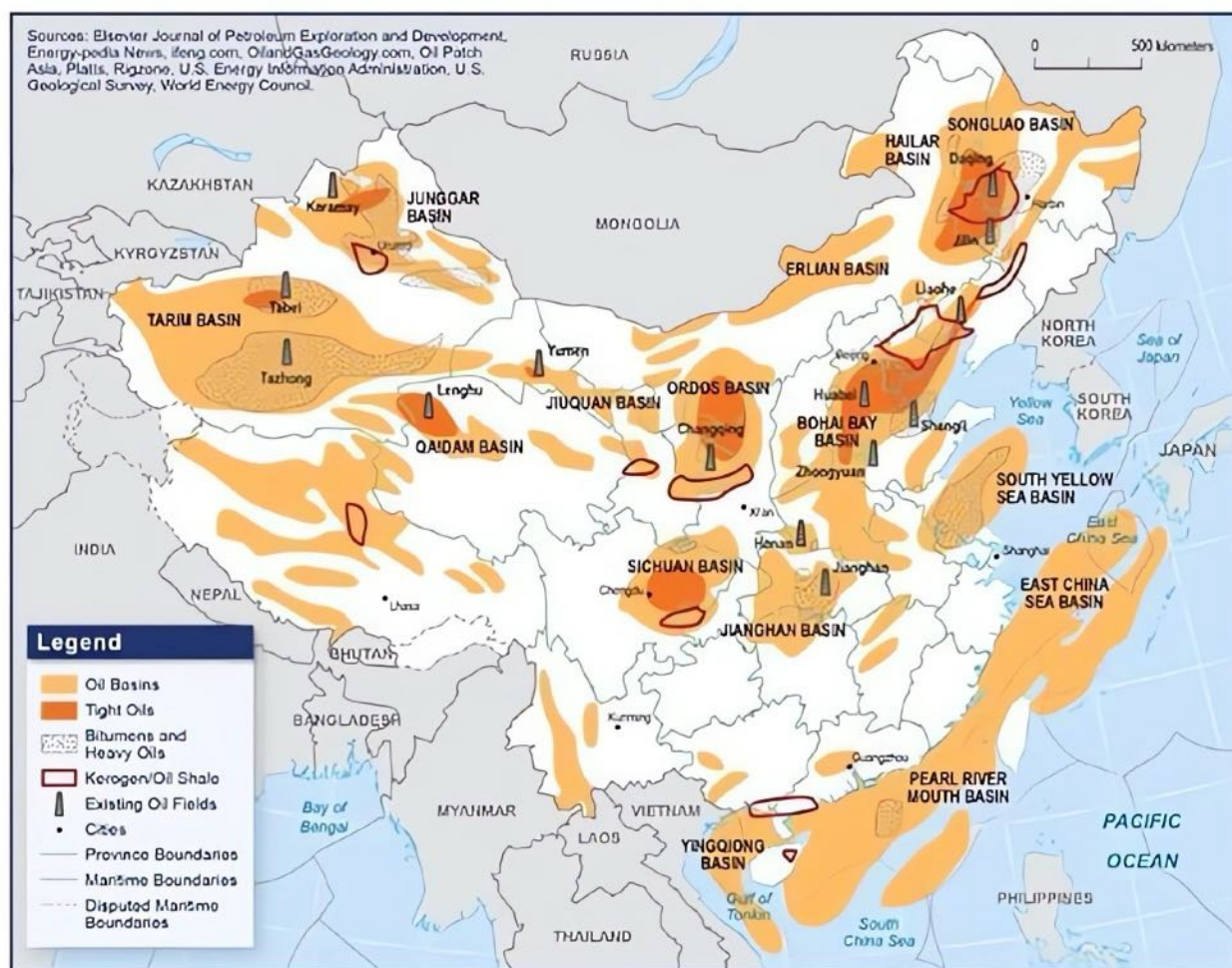


Рисунок 1.7 — Крупные месторождения нефти КНР [46]

Сичуань: Сичуань является одним из наиболее важных регионов для добычи сланцевой нефти в Китае. Здесь расположены большие сланцевые формации, такие как Чжуньянь и Лонгчань. Разработка в этом регионе началась в 2010 г., и он остается одним из основных производителей сланцевой нефти в стране.

Чунцин: Регион Чунцин также известен своими значительными запасами сланцевой нефти. Здесь находятся сланцевые формации Чжуньянь, Фэнван и др. Разработка сланцевой нефти в Чунцине активно ведется с 2012 г.

Шаньдун: В провинции Шаньдун расположены сланцевые формации Джунчуань и Хуньянь. Разработка сланцевой нефти здесь началась в 2011 г. Шаньдун является одним из крупнейших производителей сланцевой нефти в Китае.

Шэньси: Регион Шэньси имеет значительные запасы сланцевой нефти в сланцевых формациях, таких как Чжуньянь и Фэнван. Разработка сланцевой нефти в Шэньси началась в 2010 г. [47].

Количество добычи сланцевой нефти в каждом из этих регионов постоянно растет. Согласно данным China Petroleum and Chemical Industry Federation (CPCIF), добыча сланцевой нефти в Китае достигла примерно 10 млн т (около 73 млн бар.) в 2019 г. Прогнозируется, что эта цифра будет продолжать расти в ближайшие годы (Рисунок 1.8) [48].

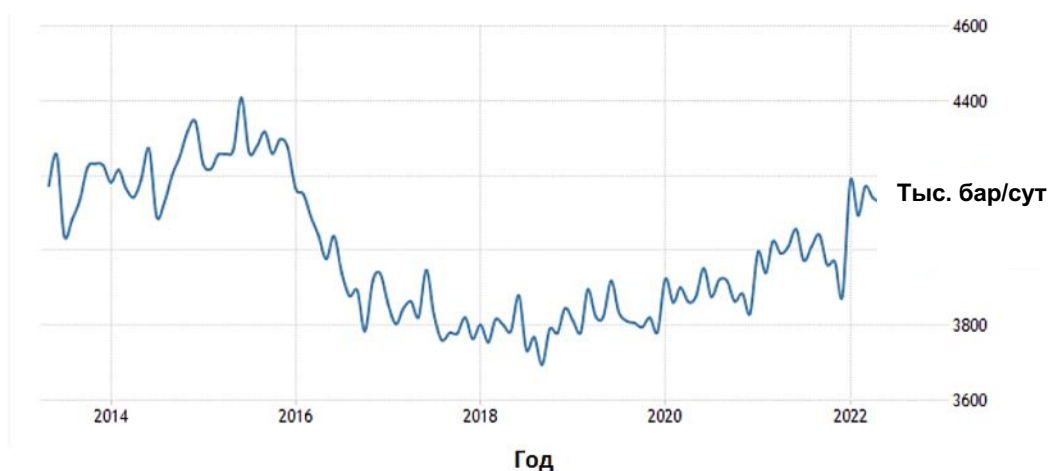


Рисунок 1.8 — Добыча нефти в Китае за период с 2014 по 2022 гг. [48]

Учитывая огромные запасы сланцевой нефти в Китае и стремление страны увеличить долю добычи нефти из этого источника, ожидается, что разработка и добыча сланцевой нефти будут продолжать играть важную роль в энергетической стратегии Китая.

Аргентина обладает значительными трудноизвлекаемыми запасами нефти, которые представлены различными типами месторождений и геологических образований. Трудноизвлекаемые запасы нефти в Аргентине включают сланцевые формации, трещиноватые карбонаты и нефтеносные песчаники [49].

Одной из наиболее значимых сланцевых формаций в Аргентине является Вака Муэрта (Vaca Muerta). Расположенная в провинции Неукен, эта формация является одной из крупнейших сланцевых формаций не только в Аргентине, но и в мире. Вака Муэрта содержит огромные запасы сланцевой нефти и природного газа. Для добычи нефти из Вака Муэрта применяются современные технологии, включая горизонтальное бурение и гидравлический

разрыв пласта, что позволяет значительно увеличить эффективность добычи из труднодоступных сланцевых пластов.

Кроме Вака Муэрты, в Аргентине также обнаружены значительные трудноизвлекаемые запасы нефти в других регионах, включая пласты трещиноватых карбонатов, такие как формация Альта Меса (Alta Mesa) в провинции Мендоза. Добыча в этих месторождениях требует применения специализированных технологий, включая гидравлический разрыв пласта и горизонтальное бурение (Рисунок 1.9).



Рисунок 1.9 — Крупные месторождения нефти Аргентины [49]

Трудноизвлекаемые запасы нефти в Аргентине составляют значимый потенциал для развития нефтегазовой промышленности страны. Они предоставляют возможность увеличить добычу нефти и снизить зависимость от импорта, а также способствуют экономическому развитию регионов и привлечению инвестиций в нефтегазовый сектор.

Вака Муэрта имеет уникальные геологические свойства, которые делают его перспективным для добычи сланцевой нефти. Пласты сланцевой нефти в этом регионе обладают высокой пористостью и проницаемостью, что позволяет эффективно осуществлять добычу.

Оценки запасов нефти в Вака Муэрте постоянно обновляются, и точные цифры могут варьироваться. По различным экспертным подсчетам запасы сланцевой нефти в регионе составляют несколько десятков миллиардов баррелей [50].

Добывающие компании активно разрабатывают месторождения в регионе Вака Муэрта, и добыча нефти в этом регионе стремительно растет. Согласно статистике, добыча сланцевой нефти в Аргентине в 2020 г. составила более 100 тысяч баррелей в день и общий уровень добычи нефти составил 550 тысяч баррелей в день (Рисунок 1.10) [51].

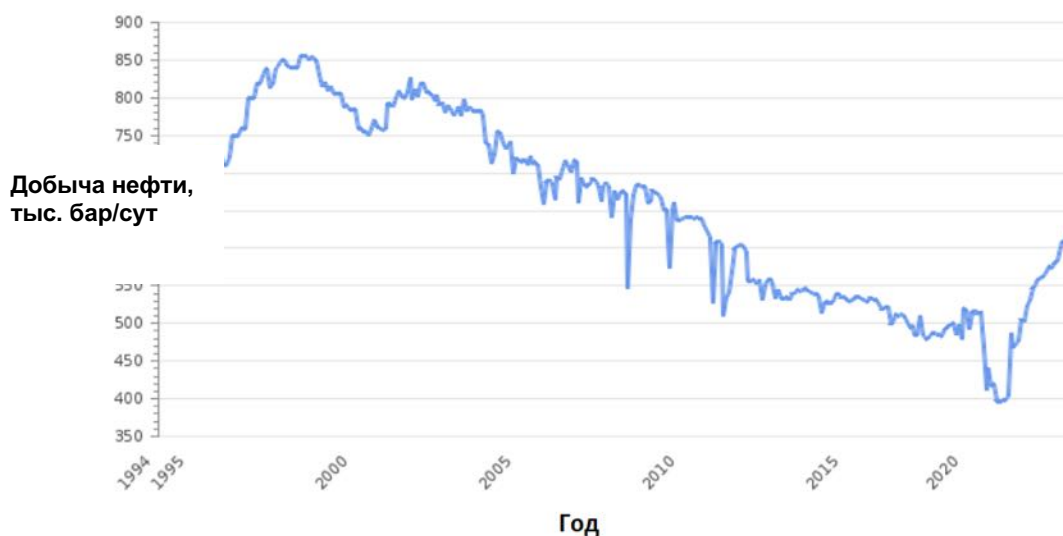


Рисунок 1.10 — Динамика добычи нефти в Аргентине за период с 1994 по 2023 гг. [51]

Перспективы разработки сланцевой нефти в Аргентине значительны. Потенциальные запасы сланцевой нефти в регионе Вака Муэрта делают его одним из ключевых игроков на мировой энергетической арене. Развитие и добыча сланцевой нефти в этом регионе в значительной степени способствуют увеличению производства нефти в Аргентине и укреплению ее позиции на мировом рынке энергоносителей.

1.3 Опыт применения технологии гидравлического разрыва пласта нефтематеринских пород месторождений России

Проблема поддержания и увеличения уровня добычи жидких углеводородов (УВ) на территории Российской Федерации становится актуальней с каждым отчетным периодом — добыча УВ из скважин базового фонда снижается, геолого-технические мероприятия не оправдывают прогнозных расчетов.

В связи с этим возрастает необходимость в изучении и оптимизации методов интенсификации добычи углеводородов из ТРИЗ. Согласно данным Минэнерго РФ, 40 % ТРИЗ располагаются в низкопроницаемых коллекторах. Доля ТРИЗ нефти в 2018 г. в структуре извлекаемых запасов нефти в России выросла на 50 % по сравнению с долей ТРИЗ нефти в 1980 г. [52].

В настоящее время к ТРИЗ относятся залежи, в том числе с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (проницаемость менее 0,002 мкм²). На территории Российской Федерации к основным залежам ТРИЗ относятся геологические формации: баженовская, ачимовская, тюменская свиты.

Для эффективной добычи УВ из указанных отложений необходимо углубленно изучать геологические характеристики формаций ТРИЗ, что позволит сформировать методологический подход для их ввода в разработку.

Нефтегазовые компании, сервисные организации, которые обеспечивают значимую долю рынка ГРП в России в сотрудничестве с научно-исследовательскими институтами проводят регулярные исследования по применению различных видов и комбинаций технологии ГРП. На текущий момент на первый план выходит развитие моделирования ГРП, потому что оно в большей мере позволяет прогнозировать и давать оценку точности проводимого мероприятия [53].

Гидравлический разрыв пласта — процесс, при котором жидкость под давлением воздействует на породу пласта для ее разрушения и образования трещины. Трещина создается путем закачки жидкостей в пласт со скоростью, превышающей ее поглощение пластом. Давление жидкости возрастает, пока не будут превзойдены внутренние напряжения в породе. В образовавшиеся трещины нагнетают отсортированный крупнозернистый песок или проппант, роль которых состоит в том, чтобы не дать трещине сомкнуться после снятия напряжения [54].

Образовавшиеся в пласте новые трещины или открывшиеся и расширившиеся имеющиеся, соединяясь с другими, становятся проводниками углеводородов, связывающими скважину с удаленными от забоя продуктивными зонами пласта. Протяженность трещин в глубь пласта может достигать нескольких сотен метров.

Каждое технологическое решение базируется на научном и научно-технологическом обосновании применения ГРП к конкретным геолого-промысловым условиям [55, 56].

На примере скважины № 1, располагающейся в Томской области, глубина первичного вскрытия баженовской свиты находилась в интервале 3126–3137 м по стволу скважины и 2808–2818,6 м по вертикали. Во время вскрытия были определены зоны нефтегазонасыщения и повышенного пластового давления. Замеры давления производили методом кривой

восстановления давления (КВД). Период записи составил 27 ч, начиная с 28 ч устьевое давление стало превышать давление опрессовки эксплуатационной колонны (ЭК) и было определено значение 21,89 МПа в трубном и затрубном пространствах. Конечное давление по КВД составило 46,81 МПа. Далее фиксировать давление по методу КВД стало невозможно ввиду того, что расчет по КВД потерял точность из-за малого времени записи кривой. Конечное пластовое давление было рассчитано по методу Хорнера и составило 52,69 МПа.

Анализ керна скважины № 1 показал, что отложения баженовской свиты в интервале 2801–2815 м представлены битуминозными аргиллитами, неравномерно карбонатизированными и пиритизированными, слаботрещиноватыми. Трещины микроскопические, открытые, субгоризонтальные, аргиллиты — с запахом и выпотами нефти [57, 58].

Геологические условия схожи с геологической формацией, находящейся на территории США — Игл Форд, на которой успешно зарекомендовала технология «Slick Water». В связи с этим на скважине № 1 была выбрана аналогичная технология для успешного осуществления операции ГРП [59, 60].

Проведение ГРП с применением технологии «Slick water» не дало ожидаемых результатов, вероятной причиной послужило различие в слагающих формации породах, что не позволило провести операцию, опираясь только на зарубежный опыт.

Следующее опробование инновационной для отрасли технологии производили на скважине № 2 пласта Ю₂ Западно-Юрхаровского месторождения, которая характеризуется зонами аномально высокого пластового давления. Многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП) осуществлялся совместно с микросейсмическим мониторингом, это позволило оптимально сориентировать направление трещин и получить промышленный приток нефти из скважины.

Еще одно испытание технологии «Slick water» производили на скважине № 3. Геологический объект исследования относится к баженовской свите и характеризуется схожими геологическими характеристиками со скважиной № 1. Во время бурения исследовательской скважины получен фильтрат бурового раствора с пленкой нефти в интервале 2790–2820 м. Для интенсификации притока проведен ГРП по технологии «Slick water», но полученный приток нефти был несоизмеримо мал с обводненностью скважины 99,5 %. Причинами низкого дебита нефти являются низкая геологическая изученность, недостаточная адаптация технологии применения МГРП [61].

Успешным итогом применения технологии «Slick water» стал опыт компании «РуссНефть» на Средне-Шапшинском месторождении. Испытуемый интервал находился также на глубине 3 тыс. м, и в результате получили приток 100 т/сут нефти. Состав жидкости

ГРП состоял из пресной воды и специализированной присадки, которая должна снизить потери на трение проппанта о стенки скважины. Для эффективного закрепления трещин применялись различные вязкие гелирующие системы. Стоит отметить, что в этом случае технология «Slick water» зарекомендовала себя положительно [62].

В 2013 г. предприятием ПАО «Татнефть» на базе НГДУ «Альметьевнефть» был применен гидравлический разрыв пласта на скважине № 25276. Мероприятие проводили, основываясь на опыте применения ГРП на традиционных запасах (подбор жидкости разрыва, проппанта, режима закачки и т. д.). Проведения ГРП осложнилась, из-за связанного роста рабочего давления до предельного значения (63 МПа). В связи со скачком давления произвели вынужденную остановку операции. В результате проведения ГРП не было получено увеличение продуктивности работы скважины. Применяемые режимы позволили создать широкую трещину с высокой проводимостью в околоскважинной зоне, однако результат проведения мероприятия получился отрицательный ввиду незначительного развития трещины по длине [63].

Выше рассмотрен ряд примеров опытно-промышленных испытаний. На основании их результатов можно сделать вывод, что накопленный опыт в области добычи углеводородов из залежей ТРИЗ на территории Российской Федерации характеризуется научно-практической недостаточностью и отсутствием информационно-технической базы.

1.4 Геологическая характеристика нефтематеринских отложений

1.4.1 Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн является одним из крупнейших бассейнов мира. Он располагается в пределах Западно-Сибирской равнины на территории ХМАО, ЯНАО, Омской, Курганской, Томской и частично Свердловской, Новосибирской областей, Красноярского и Алтайского краев России. Площадь около 3,5 млн км². К его территории приурочены пласты нефтематеринских отложений баженовского комплекса.

С начала 2000 годов изучению геологических особенностей баженовской свиты уделяется пристальное внимание. Большое количество проведенных исследований и экспериментов позволяет с каждым последующим шагом углубляться в изучении объекта. На сегодняшний день это позволило уточнить специфику состава пород.

Отложения баженовской свиты распространены в центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Усредненная глубина залегания составляет порядке 1500–3000 м. Для типичного разреза толщина отложений составляет 25–30 м, для

аномального — 90–100 м (Рисунок 1.11) [64, 65].

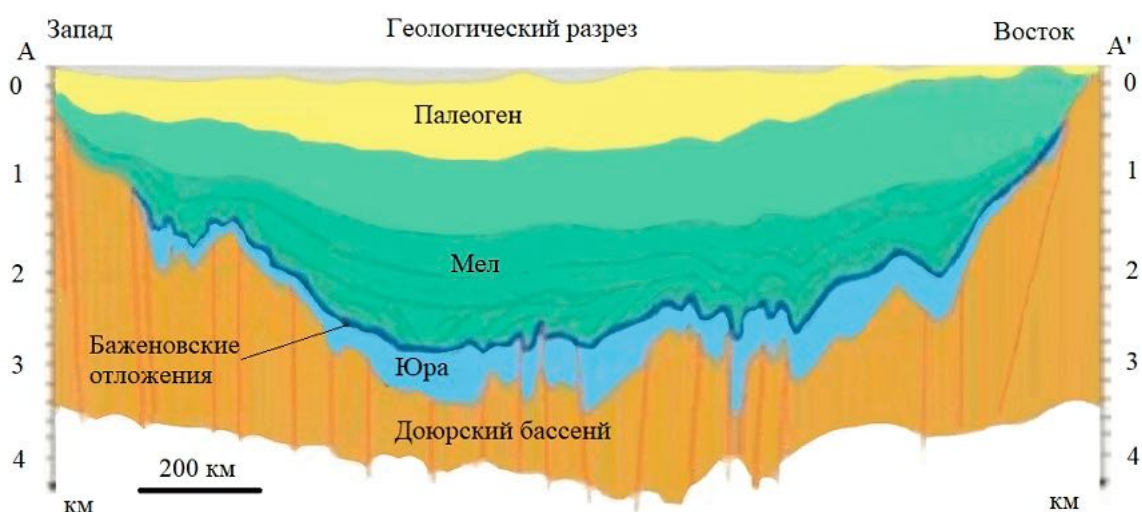


Рисунок 1.11 — Региональный геологический разрез Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [66]

Эффективная толщина пород баженовской свиты, вмещающей в себя углеводороды, варьируется в пределах от 10–12 м до 35–40 м, с максимальными значениями на определенной территории в 60 м [66].

В волжско-раннеберриасское время на территории баженовской свиты находился обширный эпиконтинентальный морской бассейн и покрывал территорию более 2 млн км². Большую часть площади (примерно 1,1–1,7 млн км²) занимала глубоководная впадина. Там на протяжении длительного времени откладывались сильнообогащенные органическими веществами илы, с повышенным содержанием кремнистой и карбонатной составляющей. Максимальная концентрация достигалась на месте современных Фроловской и Надымской мегавпадин. В этой части глубина моря превышала 400 м и, по некоторым оценкам, могла достигать отметки в 700 м.

Дальнейшее формирование происходило в условиях стабильного седиментационного режима, длительностью в 5 млн лет. В результате этого на данном участке бассейна сформировалась битуминозная толща преимущественно монтмориллонитовых горизонтально слоистых, кремнистых, сильноизвестковых глин. Во внешнем поясе, кольцом охватывающем Центральную псевдоабиссальную впадину, на широких подводных равнинах в верхней, средней и нижней литорали отлагались гораздо более мелководные литофациальные аналоги баженовской свиты — тутлеймская, мулымьинская, даниловская, марьяновская, максимоярская свиты, представляющие собой более бедный источник нефти или вообще не принадлежащие к классу нефтематеринских пород [67].

Однако традиционные представления об условиях формирования данного интервала стали подвергаться сомнениям. Причиной этого явились обнаруженные аномальные разрезы баженовской свиты. Они отличаются наличием в битуминозных глинах песчано-алевролитовых пород различной толщины. От этого толщина баженовской свиты в установленных разрезах достигала 100 м [68].

На основе измененной теории седиментации баженовской свиты можно установить, что данный интервал состоит из множества кулисообразно наложенных друг на друга депрессионных окончаний неомских клиноформ.

Согласно различным исследованиям, с востока на запад происходит многократное региональное выклинивание баженовской литофации и появляются новые подобные литофации на несколько более высоком стратиграфическом уровне. Это предполагает концентрированное накопление битуминозных глин в узкой полосе, примыкающей к основанию континентального склона. Из-за отсутствия определенности в составе пород, современные исследования подразделяют запасы баженовской свиты на традиционные и аномальные (с толщиной, близкой к 100 м) [69].

Аномальные участки в пределах Сургутского свода встречаются на Быстринском, Яунлорском, Юрьевском, Дунаевском, Конитлорском, Тянском, Восточно-Тромьеганском, Южно-Конитлорском, Восточно-Перевальном, Восточно-Сургутском, Федоровском месторождениях.

Продуктивные отложения характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС): коэффициент пористости песчано-алевролитовых пропластков изменяется от 4,9 до 20 %, коэффициент проницаемости — от 0,01 до $0,4 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатность — от 0,4 до 31,9 %. Измененная теория формирования свиты подтверждается изменчивостью аномальных разрезов — они носят локальный характер. При продвижении на запад количество и размеры опесчанивания баженовской свиты уменьшаются.

В итоге изучения кернового материала пород аномального разреза баженовской свиты выявлено, что пласты близки по составу в нижней части ачимовских отложений и отличаются как от юрских, так и от находящихся выше ачимовских слоев. В зонах сочленения баженовской свиты с породами васюганской свиты или ачимовской толщи из разреза баженовской свиты наблюдается выпадение примыкающих к песчаным образованиям интервалов нефтеносных сланцев.

В свою очередь, нормальный разрез баженовской свиты распространен в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне повсеместно. В пределах Краснотинского свода породы баженовской свиты залегают согласно на отложениях абалакской свиты и скрываются на глубине 2528–2678 м [70].

Ключевым объектом с точки зрения нефтегазоносности является верхнеюрский нефтегазоносный подкомплекс (баженовско-верхнеабалькайский). Комплекс выдержан по толщине и составу на большой территории. Коллекторами, имеющими потенциал нефтепродуктивности, являются карбонатные отложения. В результате совокупного анализа данных кернового материала и данных ГИС удалось установить, что в пределах этого участка прослеживаются три цикла осадконакопления, в каждом из которых наблюдается смена карбонатных пород на кремнистые снизу вверх. Повышенную кремнистость пород определяли преимущественно с использованием методов ГИС, так как породы с повышенном содержанием кремния отмечаются высокими величинами естественного гамма-излучения и завышенными показаниями удельного электрического сопротивления (УЭС).

Как объект разработки баженовская свита характеризуется низкими значениями пористости, проницаемости, насыщенности подвижной углеводородной фазы. Процесс разработки осложняется такими факторами, как повышенная пластовая температура, присутствие зон аномально высокого пластового давления. Важным отличием пород баженовской свиты от традиционных залежей углеводородов является их состав — в них содержится большое количество твердой неподвижной фазы органического вещества.

В баженовской свите выделяются три основных типа коллекторов, относящиеся к аргиллитам, песчаникам и карбонатным породам. Карбонатный тип коллектора характеризуется каверново-трещинным типом пустотного пространства, но за счет своей изученности не представляет особой сложности для проведения работ. Песчаный тип коллектора присутствует в баженовской свите и распространен только в виде линз. Особую сложность представляют широко развитые аргиллиты баженовской свиты, характерной чертой которых является тонко- и микроплитчатость, слойчатость и листоватость сложения. Это совершенно новый тип коллекторов, который требует нетрадиционного подхода к стратегии поисковых работ. Слоистый тип коллектора значительно осложняет условия при разведке и разработке залежей ввиду отсутствия закономерности продуктивности [71].

Слоистый тип коллектора провоцирует такое геомеханическое явление как «сползание», даже при небольших напряжениях (порядка 2,0–2,5 МПа). Отрицательный эффект «сползания» — неустойчивость проницаемости техногенных трещин, формирующихся в результате операций ГРП. После проведения работ трещины «ползут», схлопываются из-за скольжения пород.

1.4.2 Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн располагается на территории Коми и Ненецкого национального округа Архангельской области. Общая площадь составляет 376 тыс. км². На юге граничит с Волго-Уральской нефтегазоносной областью. Широкое распространение здесь получила доманиковая свита.

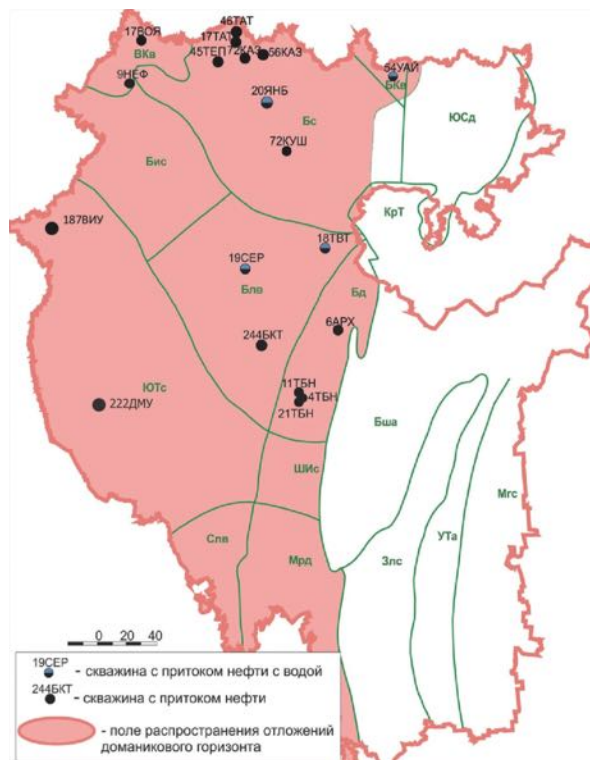
Доманиковая толща преимущественно образуется в зонах морских бассейнов в условиях длительного некомпенсированного прогибания с низкими скоростями седиментации. Основными пороодообразующими компонентами являются карбонаты, кремнезем и терригенная составляющая, также присутствует большое количество органического вещества (ОВ) и коррелирующего с ним пирита. Важная особенность доманикового горизонта — повышенное содержание кремнезема. Кремнезем для доманиковой свиты является аналогичным свойством, как для баженовской — терригенные породы. Он указывает на их особенности и влияет на процесс разработки [72].

Доманиковые отложения простираются вдоль Уральской складчатой системы. Их формирование связано с активной трансгрессией морского бассейна со стороны Урала на прилегающие платформенные области. Морской бассейн перекрыл впадины и своды, унаследованные от более ранней авлакогеновой стадии развития региона, и в средне-франское время позднего девона на большей части Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов установился режим некомпенсированного осадконакопления. По обрамлению зоны максимального погружения росли барьерные рифы, которые фиксировали область распространения доманиковых депрессионных фаций, встречаются также и одиночные биогермные постройки. Доманиковые отложения распространены в восточных частях Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов. Общая протяженность доманиковых отложений достигает 1000 км при ширине 250–300 км. В Волго-Уральском свыше 1000 км при ширине не менее 700–800 км. Мощность изменяется от 15–70 м до 130 м [73].

Согласно анализу коллекторских свойств доманикоидных формаций, наиболее низкими коллекторскими свойствами обладают породы типичной доманикоидной формации семилукского горизонта — высокобитуминозные кремнисто-глинистые известняки и доломиты, сформировавшиеся в наиболее глубоких депрессионных впадинах. Негативным фактором является битуминозность и кремнистость пород. Улучшению ФЕС способствуют постседиментационные процессы (выщелачивание, вторичная доломитизация) и тектоническая трещиноватость пород. Участки пород с повышенными коллекторскими свойствами приурочены к бортам прогибов Камско-Кинельской системы прогибов (склоны Татарского и Башкирского сводов); в Предуралье — к северной части Бельской депрессии, где

развиты мощные коллекторы трещинного типа. Кроме того, высокими коллекторскими свойствами обладают одиночные органогенные постройки в пределах депрессионных зон и обрамляющие впадины барьерные рифы [74].

В состав доманикитов преимущественно входят темноокрашенные, обогащенные рассеянным органическим веществом, кремнисто-глинистыми тонко-мелкозернистыми и органогенно-обломочными известняками с прослоями доломитов, мергелей, аргиллитов и горючих сланцев. Уникальность состава обуславливается условиями формирования — некомпенсированное осадконакопление.



Положительный эффект по 17-ти скважинам получен в связи с улучшением коллекторских свойств, увеличением карбонатности разреза, повышением доли трещинных коллекторов, а также наличием глинисто-кремнистых пород, служащих крышкой.

Доманиковый горизонт вскрытый скважинами на Южно-Татарском и Башкирском сводах, Благовещенской, Верхне-Камской и Бымско-Кункурской впадинах, а также Бельской депрессии представлен преимущественно толщей темноокрашенных в различной степени битуминозных органогенно-детритовых и кристаллически-зернистых известняков с прослоями доломитов и глинисто-кремнисто-карбонатных углеродистых пород. При большой доле карбонатов в разрезе присутствует мелкий терригенный материал, свойственной чертой которого является глубоководность образования. В пределах платформенной части Башкортостана доманиковый горизонт имеет практически повсеместное распространение и является наиболее выдержанным объектом в фациальном отношении (Рисунок 1.13).

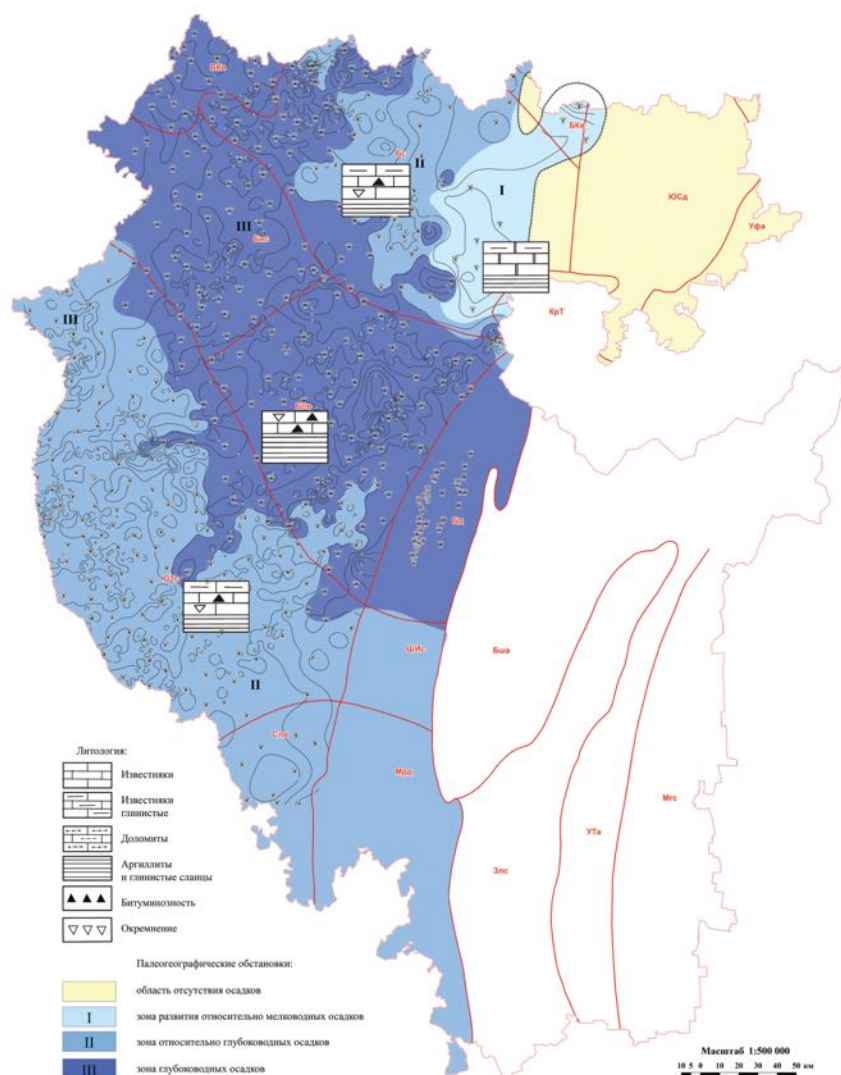


Рисунок 1.13 — Литолого-фациальная карта доманикового горизонта [78]

При анализе карты содержания Сорг в отложениях доманикового горизонта можно наблюдать увеличенные значения этого параметра в различных тектонических структурах регионах Республики Башкортостан. Породы доманикового горизонта, богатые содержанием Сорг, проявляют определенную привязку к зоне развития глубоководных осадков, что отражено на литолого-фациальной карте доманикового горизонта.

Наблюдается повышение содержания Сорг в пределах от 7 до 23 % по массе в районах Верхне-Камской впадины, на севере Башкирского свода, на юго-востоке Бирской седловины, в юго-западной части Благовещенской впадины, на юге Салмышской впадины, в западной и северо-западной части Южно-Татарского свода (Рисунок 1.14).

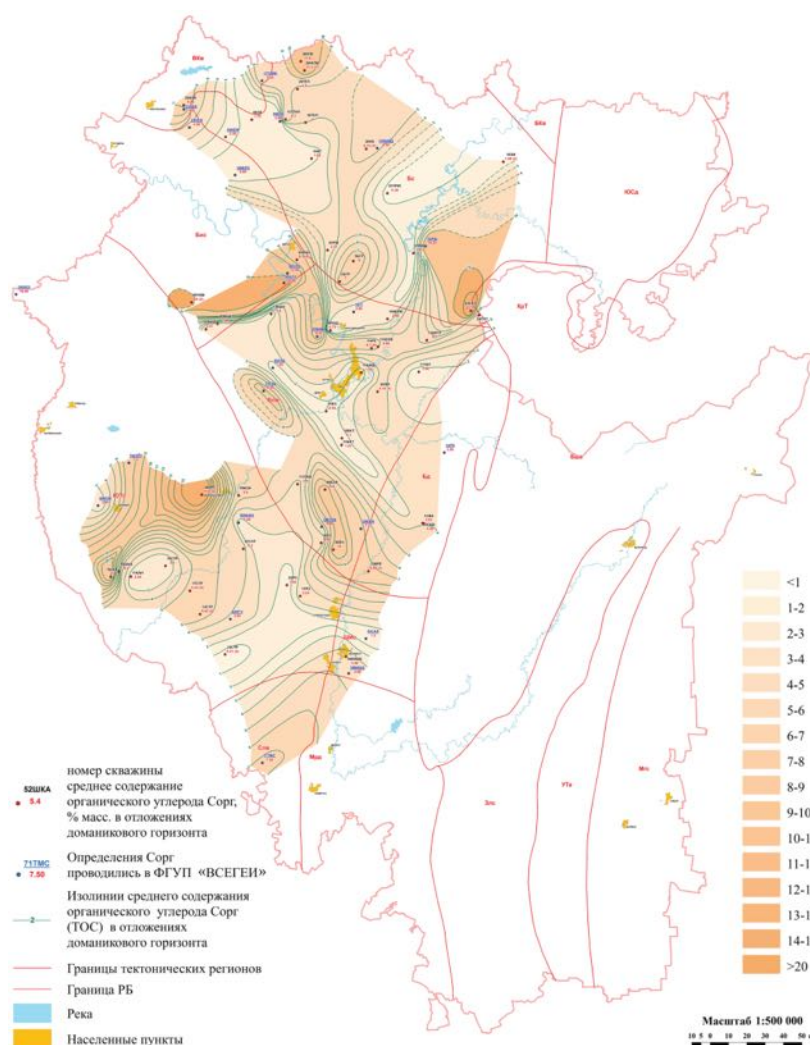


Рисунок 1.14 — Карта содержания Сорг в отложениях доманикового горизонта [78]

В процессе преобразования органического вещества большую роль играют пластовые температура и давление. Ввиду того, что доманиковый горизонт имеет большое территориальное распространение, значения пластовой температуры переменчивы. На карте

пластовых температур наблюдается постепенное увеличение температуры в юго-восточном направлении. Температура возрастает с 21 °С в Верхне-Камской впадине до 47 °С на восточном борту Благовещенской впадины. Затем наблюдается более значительный рост температуры, достигая 81 °С в скважине № 14 на Саратовской площади, в южной части Мраковской депрессии. Это явление обусловлено региональным погружением поверхности доманикового горизонта в данном направлении (Рисунок 1.15) [78].

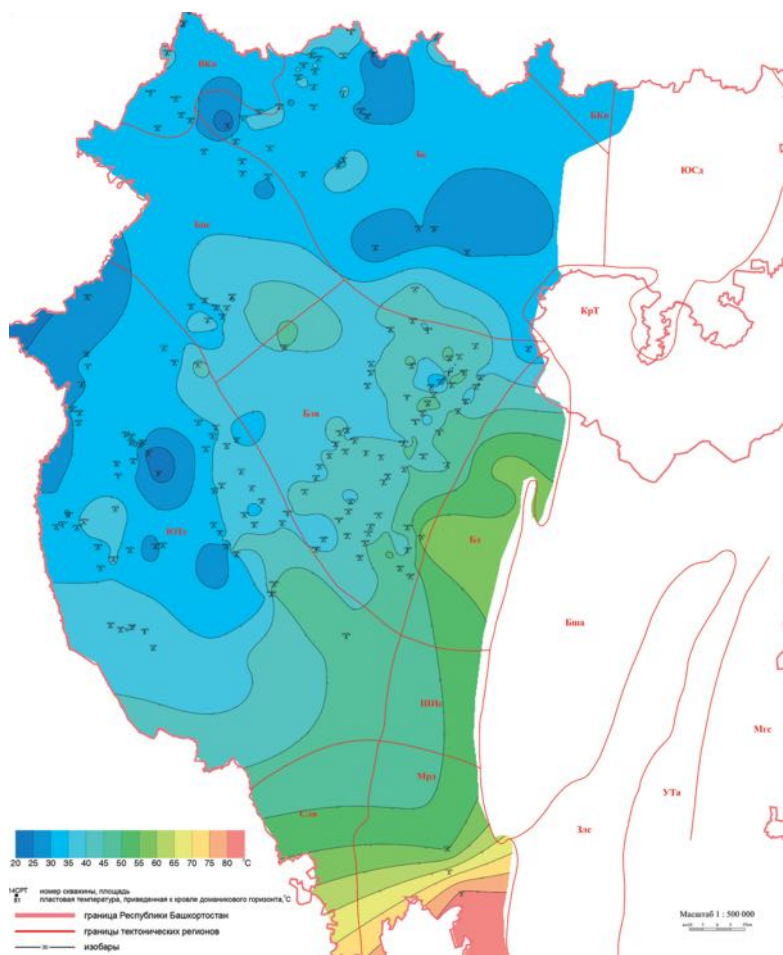


Рисунок 1.15 — Карта пластовых температур по кровле доманикового горизонта [78]

Выводы по главе 1

1. Выработка трудноизвлекаемых запасов углеводородов, в том числе из залежей с нетрадиционным коллектором требует применения специальных технологий и обоснованных научно-методических решений. Особенности, влияющими на разработку залежей углеводородов приуроченных к традиционным коллекторам является сложная геологическая структура и текстура породы, физико-химическое состояние нефти, низкие ФЕС. Основным

методом воздействия на пласты с нетрадиционными коллекторами является гидравлический разрыв пласта.

2. Обобщение и анализ научных и производственных работ по изучению особенностей геологического строения, подходов и методов освоения запасов углеводородов в нетрадиционных коллекторах позволил сделать вывод, о том, что основной проблемой для эффективной разработки является сложность геологического строения нетрадиционных коллекторов, включая неоднородное распределение органического вещества, развитие трещиноватости и пористости, а также аномальные пластовые давления, которые создают существенные ограничения для их освоения. В условиях истощения традиционных месторождений обоснование «сложных» технологий разработки и извлечения запасов углеводородов становятся приоритетным направлением для нефтегазовой отрасли.

3. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов представляют собой нефтематеринскую систему с высоким содержанием ОВ, но низкими коллекторскими свойствами. Их разработка требует учета тектонических, фациальных и постседиментационных факторов, а также применения технологии ГРП для повышения продуктивности скважин.

Отложения доманикового типа в Республике Башкортостан представлены битуминозными органогенно-детритовыми и кристаллически-зернистыми известняками с прослоями доломитов и глинисто-кремнисто-карбонатными углеродистыми породами. Содержание органического вещества в породах изменяется в зависимости от тектонической приуроченности, вместе с тем пластовая температура возрастает на юго-восток, достигая максимума в южной части Мраковской депрессии. Эти результаты указывают на важность учета пластовых условий при изучении и оценки трещиноватости коллекторов, что делает дальнейшие исследования и испытания ключевыми для оценки их потенциала.

4. Распределение запасов нетрадиционной нефти по структурно-тектоническим элементам значительно различается. Наибольшие запасы ТРИЗ нефти находятся в Северной Америке, где развита индустрия добычи из сланцевых пород. Запасы нетрадиционной нефти также обнаружены в других странах, таких как Китай, Россия, Аргентина, Австралия и Польша. Распространение таких запасов связано с геологическим строением и составом горных пород, а также с тектоническими процессами, осадочным режимом и климатическими условиями.

5. Результаты проведенных исследований и опытно-промышленных испытаний показывают, что применение ГРП в Российской Федерации для добычи углеводородов из низкопроницаемых коллекторов требует дальнейшей научно-практической разработки и

оптимизации. Значительная доля трудноизвлекаемых запасов нефти располагается в низкопроницаемых коллекторах. Отсутствие информационно-технической базы, недостаточная адаптация зарубежных технологий к геологическим условиям России ограничивают эффективность и результативность применения ГРП. Требуется дальнейшее исследование и разработка научно-технологической базы для успешного применения ГРП в сложных геолого-промысловых условиях.

6. Баженовский и доманиковый комплексы как объекты разработки характеризуются низкими значениями пористости, проницаемости, насыщенности подвижной углеводородной фазы. Процесс разработки осложняется такими факторами, как повышенная пластовая температура, присутствие зон аномально высокого пластового давления. Нефтематеринские свиты имеют большие перспективы нефтеносности в связи с их протяженностью. Мощность баженовской толщи варьируется от 30 до 100 м, для доманиковой толщи это значение располагается в пределах 10–45 м.

2. ГЕОЛОГО - ПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ДОМАНИКИТАХ

2.1 Геолого-промысловая характеристика объектов исследования

Доманиковые породы Волго-Уральского региона представляют собой важный источник углеводородов благодаря высокому содержанию органического вещества, превышающему 5%. Однако, их низкая проницаемость затрудняет традиционную добычу углеводородов, что делает гидравлический разрыв пласта (ГРП) ключевым методом для повышения продуктивности скважины. Настоящее исследование рассматривает применение ГРП на двух месторождениях в Республике Башкортостан: Кушнареновском и Сергеевском. Геологический разрез месторождений охватывает отложения от девона до карбона, с доманиковыми слоями верхнего девона как основными нефтематеринскими толщами.

Кушнареновское месторождение приурочено к Кушнареновскому валу – субмеридиональной структуре в пределах Бирской седловины (Рисунок 2.1) [79].

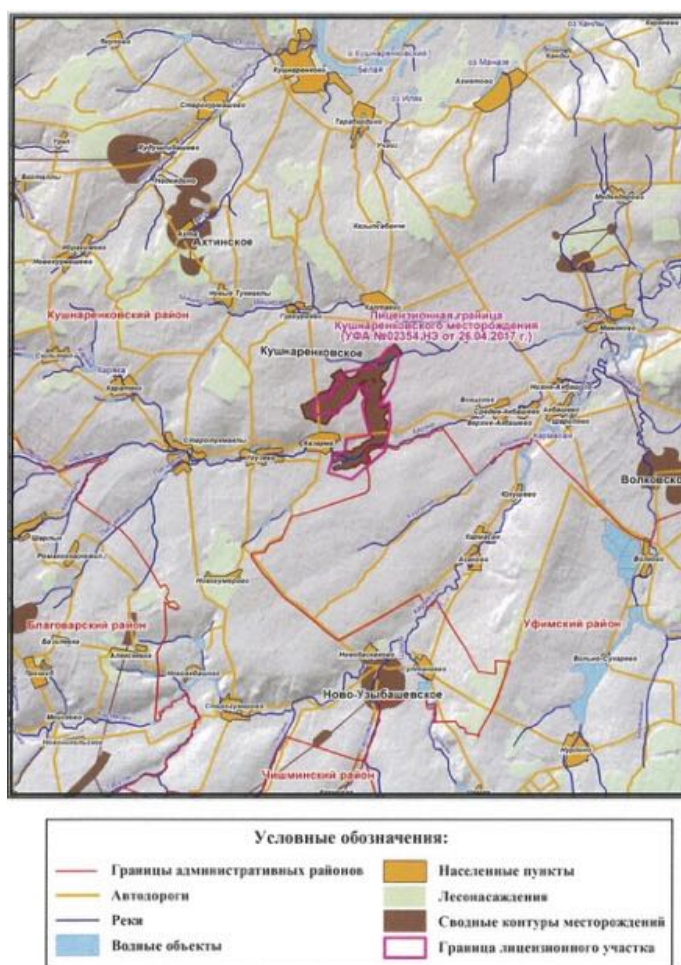


Рисунок 2.1. Обзорная карта района Кушнареновского нефтяного месторождения [79]

Вал сложен серией брахиантиклинальных складок амплитудой до 50–80 м, осложнённых разломами субширотного простирания. Основные залежи контролируются структурно-литологическими ловушками, сформированными сочетанием антиклиналей и линзовидных песчаных тел. Глубина залегания продуктивных горизонтов: 1.2–2.5 км. Продуктивным интервалом является доманиковый горизонт верхнего девона. Низкая пористость и высокая вязкость требуют применения ГРП для начала разработки, что делает пласт объектом для геолого-технических мероприятий [80],

Подробные характеристики объекта исследования представлены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 — Характеристики пласта D3fr (доманиковые отложения) Кушнареновского месторождения

Исходные данные по пласту	Значение
Общая толщина пласта, м	6,0
Эффективная толщина пласта, м	6,4
Пористость %	14
Давление насыщения, МПа	9,1
Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³	1,13
Газовый фактор, м ³ /м ³	48,9
Текущее пластовое давление, МПа	23,3
Пластовая температура, °С	43
Скин-фактор до ГРП	29,3

Разрез скважины представлен преимущественно-терригенным составом пород: алевролиты с прослоями песчаника (Таблица 2.2).

Таблица 2.2 — Распределение пород в скважине 5053 Кушнареновского месторождения по глубине залегания.

Тип породы	Глубина скважины относительно вертикали, м	Глубина по стволу скважины, м
Алевролит	1860,9	1960,4
Песчаник	1861,1	1960,6
Алевролит	1861,3	1960,8
Песчаник	1861,5	1961,0
Алевролит	1862,1	1961,6
Аргиллит	1862,7	1962,2

Продолжение таблицы 2.2.

1	2	3
Алевролит	1862,9	1962,4
Песчаник	1863,1	1962,6
Песчаник	1863,7	1963,2
Алевролит	1865,1	1964,6
Песчаник	1865,5	1965,0
Алевролит	1866,3	1965,8
Аргиллит	1866,5	1966,0
Алевролит	1866,9	1966,4
Аргиллит	1867,3	1966,8
Алевролит	1867,9	1967,4

Сергеевское нефтяное месторождение открыто в 1961 г. и введено в промышленную разработку в 1966 г. Месторождение расположено в центральной части Башкортостана в 10 км к северо-западу от г. Уфа (Рисунок 2.2) [79]

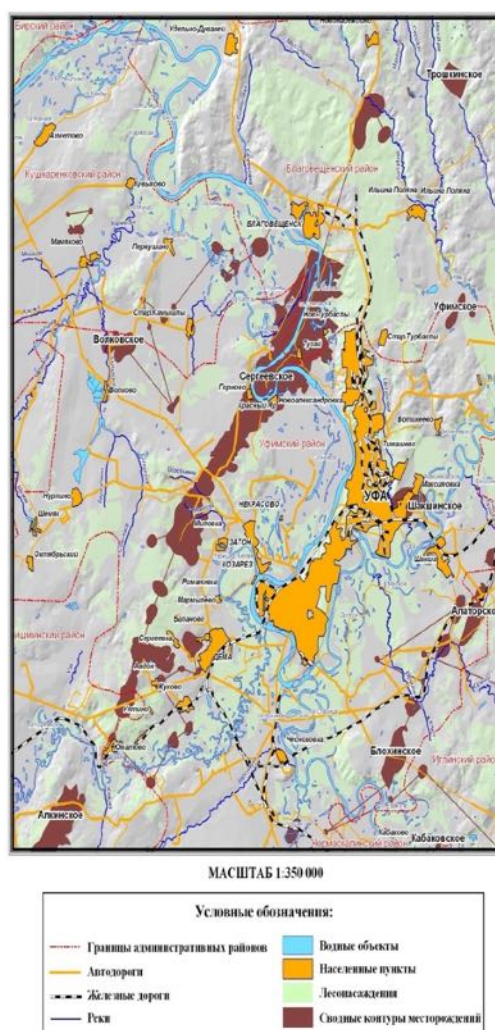


Рисунок 2.2. Обзорная карта района Сергеевского нефтяного месторождения [79]

В тектоническом отношении Сергеевское месторождение приурочено к валообразной структурной зоне, сопряженной с грабенообразным Сергеевско-Демским прогибом и расположено на Юго-Восточном склоне Восточно-Европейской платформы.

Помимо основного грабенообразного прогиба на месторождении установлены шесть поперечных разрывов юго-западного и широтного простирания. Эти разрывы выделяются по резкому изменению абсолютных отметок ВНК в пластах терригенного девона. Поперечные разрывы – это своеобразные экраны залежей нефти, которые разделяют Сергеевское месторождение на блоки-залежи.

Геологический разрез Сергеевского месторождения представлен типичным разрезом платформенной части Башкортостана. Разрез представлен отложениями четвертичной, неогеновой, пермской, каменноугольной и девонской систем и рифей-вендского возрастов.

Объект исследования - доманиковый горизонт верхнего девона является продуктивным и представленный пористо-трещинноватыми известняками и доломитами. В породах прослеживаются многочисленные нефтепроявления и битуминозность пород. Кристаллические битуминозные известняки изменяются от темно-серого до черного, характеризуются различной степенью глинизации с локальными прослоями глинисто-битуминозных сланцев и мергелей [80],

Пласт D3fr характеризуется значением пористости равной 17% и высокой плотностью пород. Наличие этих признаков требуют специализированных подходов для проведения ГРП.

Подробные характеристики объекта исследования представлены в Таблице 2.3.

Таблица 2.3 — Характеристики пласта D3fr (доманиковые отложения) Сергеевского месторождения

Исходные данные по пласту	Значение
Общая толщина пласта, м	3,0
Эффективная толщина пласта, м	3,0
Пористость, %	17
Вязкость нефти в пластовых условиях, Па/с	0,0144
Давление насыщения, МПа	9,1
Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³	1,10
Газовый фактор, м ³ /м ³	н.д.
Текущее пластовое давление, МПа	19,5
Пластовая температура, °С	40
Скин до ГРП	0,0

Разрез скважины представлен преимущественно-карбонатным составом пород: доломит с прослоями известняка (Таблица 2.4).

Таблица 2.4 — Распределение пород пласта D3fr (доманиковые отложения) по скважине Сергеевского нефтяного месторождения

Литотип	Глубина скважины относительно вертикали, м	Глубина по стволу скважины, м
Доломит	2064,9	2065,0
Доломит	2068,6	2068,7
Доломитовый известняк	2069,8	2069,9
Известняк	2070,4	2070,5
Доломитовый известняк	2071,0	2071,1
Известняк	2071,8	2071,9
Доломитовый известняк	2071,9	2072,0
Известняк	2073,9	2074,1
Доломитовый известняк	2077,1	2077,2
Доломит	2079,8	2079,9
Доломит	2080,1	2080,3
Доломит	2080,5	2080,6
Доломитовый известняк	2082,9	2083,0
Известняк	2083,3	2083,4
Доломитовый известняк	2083,3	2083,4
Известняк	2084,5	2084,6
Доломитовый известняк	2085,5	2085,6
Известняк	2086,5	2086,6
Доломитовый известняк	2088,9	2089,0
Известняк	2090,0	2090,1
Доломитовый известняк	2091,2	2091,3
Доломит	2091,7	2091,8

2.2 Геолого- промысловый анализ разработки объектов исследования

Разработка Кушнаренковского месторождения началась в 1971 году после его открытия в 1961 году.

Месторождение характеризуется сложными геологическими формациями. Основные объекты разработки — C1rd-bb и D3tm+D3ps, которые содержат большую часть нефтяных запасов. Объект D3tm+D3ps включает 85% начальных геологических запасов, тогда как на C1rd-bb приходится 15% (Рисунок 2.3).

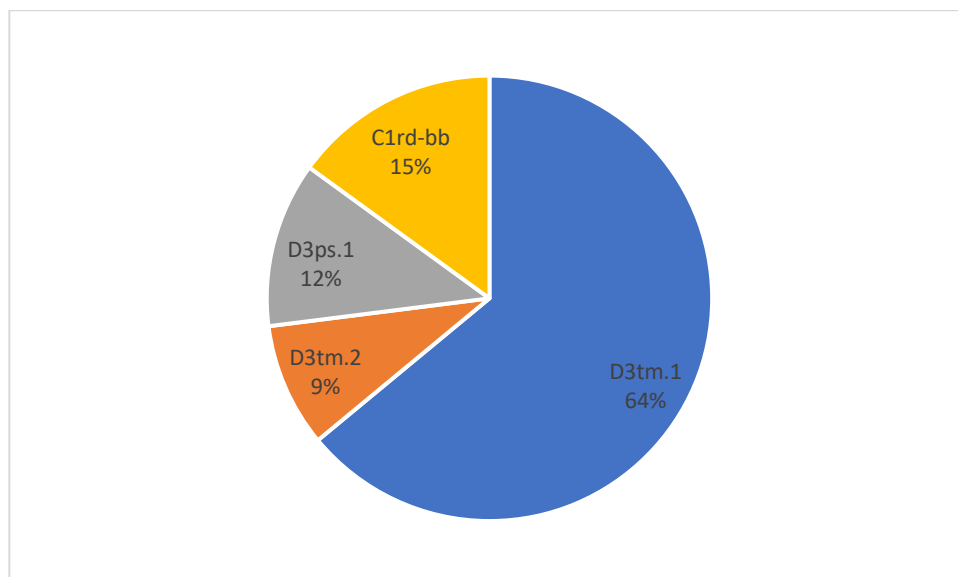


Рисунок 2.3. Начальные геологические запасы Кушнаренковского месторождения

Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) по месторождению составляет 33%. Для объекта D3tm+D3ps КИН составляет 35%, а для C1rd-bb — 22%. Годовая добыча нефти составляет 15,1 тыс. тонн при обводнённости 74,1%, что указывает на значительное содержание воды в добываемой жидкости. Нагнетательные скважины компенсируют 98,9% добываемой жидкости ежегодно, что критически важно для поддержания пластового давления. С 2014 года наблюдается снижение добычи из-за истощения запасов и роста обводнённости (Рисунок 2.4).

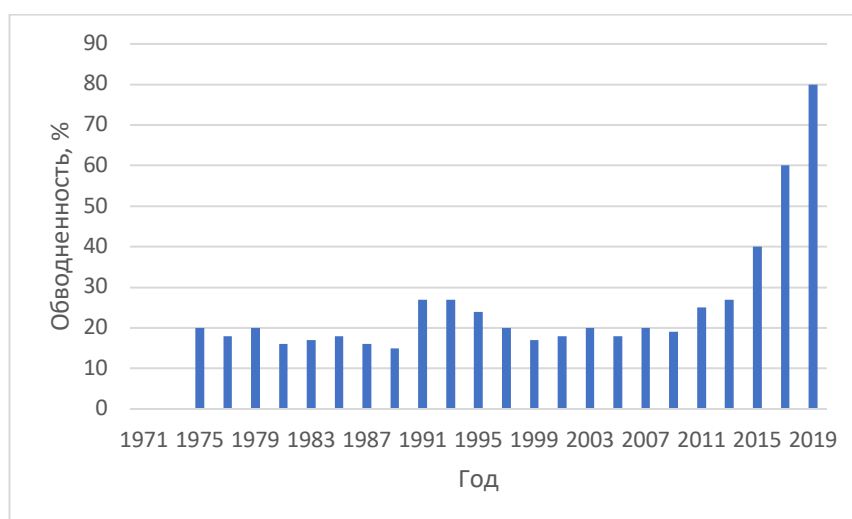


Рисунок 2.4. Динамика показателя обводненности Кушнаренковского месторождения

Для повышения нефтеотдачи применялись различные геолого-технические операции, такие как гидроразрыв пласта и кислотные обработки. В период с 2017 по 2020 год эти меры

позволили добыть дополнительно 20,6 тыс. тонн нефти. Однако месторождение сталкивается с рядом вызовов:

1. Высокая обводнённость (74,1%), снижающая эффективность добычи.
2. Снижение темпов добычи с 2014 года из-за истощения запасов.
3. Простой скважин из-за ограничений ОПЕК+, влияющие на объёмы производства.

Для анализа выработки месторождения использовались результаты промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой месторождения, гидродинамического моделирования. Терригенные отложения тиманского и пашийского горизонтов являются основным объектом по начальным геологическим запасам нефти категории АВ1+В2, их доля составляет 85,1 % от всех запасов месторождения. На бобриковско-радаевский горизонт приходится 14,9 % НГЗ месторождения [81].

Основным по накопленной добыче нефти является объект D3tm+D3ps (90,2 % от добычи по месторождению). В 2020 г. большую часть годовой добычи нефти по месторождению также обеспечил объект D3tm+D3ps (89,3 % от годовой добычи нефти по месторождению) (Рисунок 2.5).

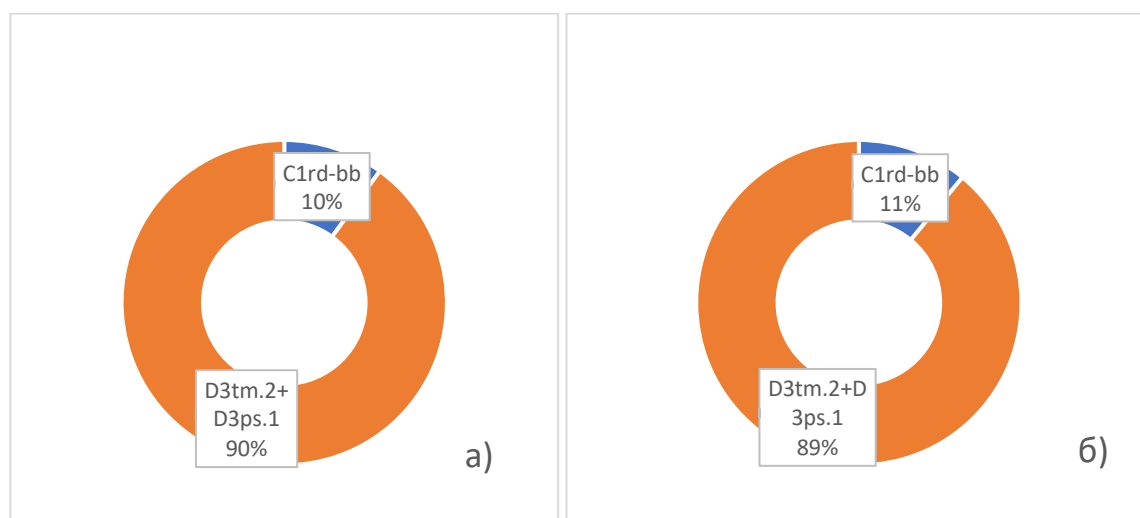


Рисунок 2.5. Структура накопленной (а) и годовой добычи (б) нефти по месторождению

Промышленная нефтеносность на Сергеевском месторождении приурочена к терригенным отложениям девона (пласты Dкн, DI, DII, DIV), бобриковско-радаевского горизонта (пласты CVI.1, CVI.2), а также к карбонатным отложениям турнейского яруса (пачки СТ1, СТ3, СТ4, СТ5). Основным объектом разработки является терригенный девон, на который приходится 89,5 % геологических запасов месторождения и 74,3 % годовой добычи

нефти. На турнейский ярус и бобриковско-радаевский горизонт приходится соответственно 5,9 и 4,6 % геологических запасов и 2,4 и 23,3 % годовой добычи нефти (Рисунок 2.6).

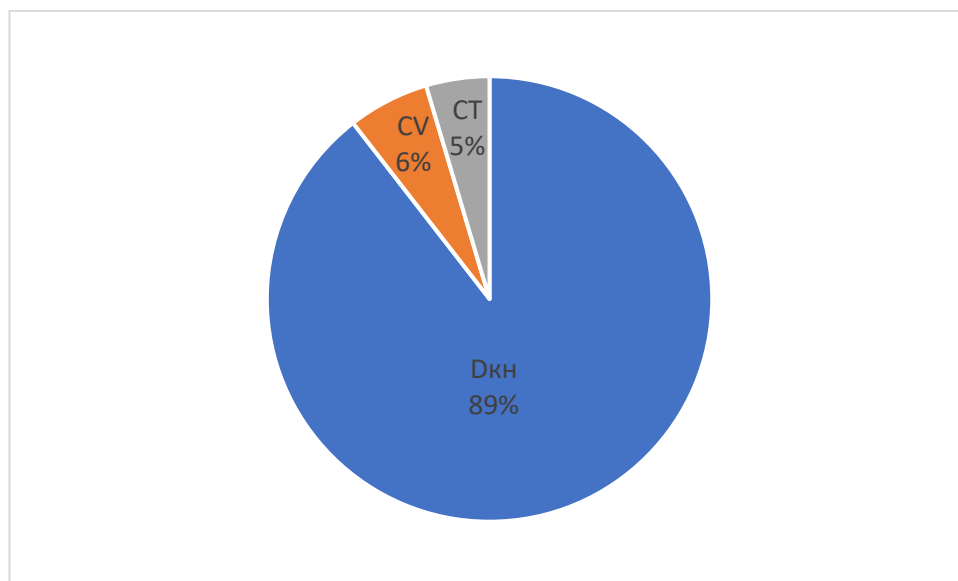


Рисунок 2.6. Распределение геологических запасов месторождения по пластам

Обводненность добываемой продукции соответствует степени выработки запасов терригенного девона по площадям. Обводненность основной по запасам Северо-Сергеевской площади характеризуется стабильным характером поведения и снижением в 2010 г. с 84,3 % до 81,3 % (при отборе от начальных извлекаемых запасов 97,2%).

2.3 Технология и геолого-промысловый анализ эффективности гидравлического разрыва пласта доманикового типа

Проведение ГРП доманикового типа на исследуемых объектах не имела принципиальных отличий от «стандартного» подхода. геолого-технологическое мероприятия по гидравлическому разрыву пласта начиналась с подготовки скважины: перфорация была выполнена в интервале 2000–2010 м с плотностью 20 отверстий/м, что соответствует продуктивной толщине 10,0 м. На глубине 1986 м. был установлен пакер. Текущий забой был зафиксирован на глубине 2023 м. Эти параметры обеспечили изоляцию зоны перфорации для проведения ГРП, что критично для контроля давления и распределения жидкости.

На следующем этапе, произвели диагностический тест - закачка малого объема рабочих агентов (мини-ГРП), с целью оценки свойств пласта и корректировки модели основного ГРП.

При диагностической закачке, выполняемая на жидкости и расходе основного ГРП, в стандартных подходах было израсходовано 1 т проппанта.

Мини-ГРП включал закачку жидкости с последующим анализом параметров, таких как давление закрытия, пластовое давление, эффективность жидкости, чистое давление, время смыкания, точка смыкания, стресс смыкания. Анализ показал высокую эффективность жидкости и низкий темп падения давления, что затруднило определение давления закрытия для мини-ГРП (Рисунок 2.7).

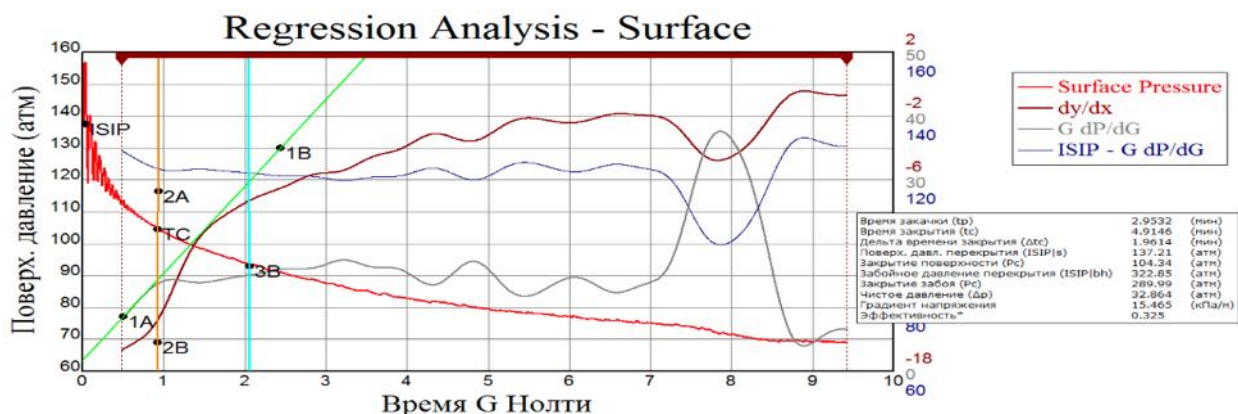


Рисунок 2.7. Мини ГРП – регрессионный анализ закрытия трещины после ГРП

Производная Нолти-G (серая линия на рисунке XX) – это наиболее достоверный и используемый анализ кривой падения давления. Производная $G \, dP/dG$ отображает скорость изменения поведения давления в единицу времени. На этапе увеличения скорости падения давления производная $G \, dP/dG$ будет показывать рост. После смыкания, когда происходит закрытие трещины, скорость падения давления замедляется и кривая давления начнет отклоняться от прямой. Точка закрытия трещины принимается в месте отклонения $G \, dP/dG$ от касательной.

Основная операция ГРП была проведена с использованием водного геля в качестве основы жидкости ГРП. Первоначальная модель предусматривала закачку 30 т проппанта, при этом в следствии проведения 2 мини-ГРП фактически в скважину было закачено 31,0 т, из которых 27,3 т доставлено в пласт, с потерями 3,7 т, что составляет около 12%, вероятно, из-за осаждения проппанта или потерь в стволе скважины.

Процесс закачки сопровождался мониторингом параметров, таких как давление, расход и концентрация проппанта, зафиксированных на графике изменения давления (Рисунок 2.8), что подтверждает адаптацию операции к условиям пласта на основании мини-ГРП. Графики показывают ключевые события, такие как начало и окончание закачки, пики давления, что важно для оценки эффективности ГРП.

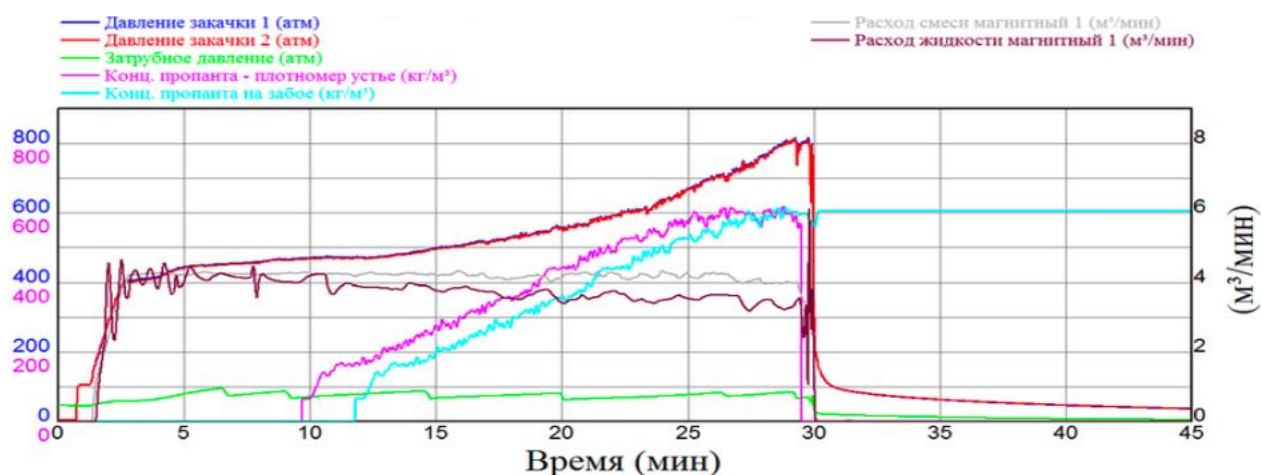


Рисунок 2.8. График изменения давления при проведении ГРП

Гидравлический разрыв пласта D3fr был относительно успешным. Это подтверждается улучшением скин-фактора с 29,3 до -5,6, что свидетельствует о значительном снижении сопротивления потоку в призабойной зоне. Однако, был достигнут только 80% от целевого дебита (6 т/сут жидкости, 1,7 т/сут нефти), что указывает на ограничения, связанные с неполной закачкой пропанта (27,3 т из 31,0 т при повторном моделировании процесса ГРП).

Геологические особенности пласта D3fr, такие как низкая пористость и высокая плотность, характерные для доманиковых формаций, требуют адаптации модели ГРП, включая использование дополнительных параметров, способствующих уточнению прогнозной модели. Вариабельность параметров во время мини-ГРП (давление закрытия 21, 10,5, 9,9, МПа) подчеркивает неоднородность пласта, что требует детального геологического изучения. Для повышения эффективности гидравлического разрыва пласта и достижения целевых параметров после геолого-технического мероприятия рекомендуется провести дополнительные исследования для оптимизации модели, что повысит эффективность ГРП в сложных горно-геологических условиях.

На скважине 49 Сергеевского нефтяного месторождения перед проведением ГРП была выполнена перфорация в интервале 2090–2110 м с плотностью 20 отверстий/м, что соответствует продуктивной толщине 20,0 м. На глубине 2048 м. был установлен пакер. Текущий забой был зафиксирован на глубине 2139 м. Конфигурация скважины обеспечила изоляцию зоны для ГРП, что критично для контроля давления и распределения жидкости.

С целью оценки свойств пласта и корректировки модели основного ГРП, как и на скважине 5053 Кушнареновского месторождения был выполнен мини-ГРП, который включал закачку жидкости с последующим анализом параметров, таких как давление закрытия, пластовое давление и эффективность жидкости. Динамика данных показателей

приведена на Рисунке 2.9, которые указывают на неоднородность пласта и сложность в интерпретации данных. Эти данные, также использовались для корректировки моделирования процесса геолого-технического мероприятия: закачиваемая масса проппанта для основного ГРП была уменьшена с 31 т. до 20 т.

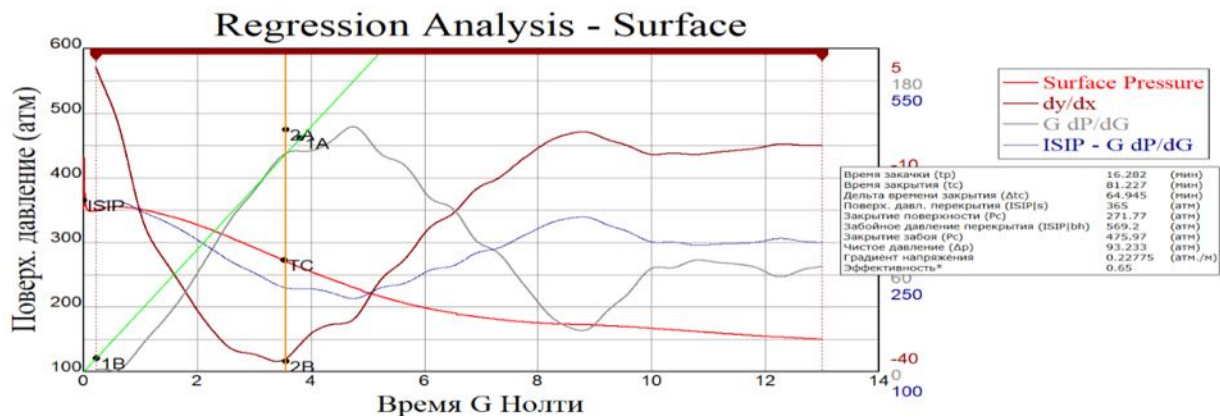


Рисунок 2.9. Мини ГРП – регрессионный анализ закрытия

Гидравлический разрыв пласта был проведен с использованием водного геля. В скважину было закачано 19, т, из которых 27,3 т доставлено в пласт, с потерями 3,7 т, что составляет около 12%, вероятно, из-за осаждения проппанта в стволе скважины.

Процесс закачки также сопровождался мониторингом параметров, таких как давление, расход и концентрация проппанта, показанных на Рисунке 2.10.

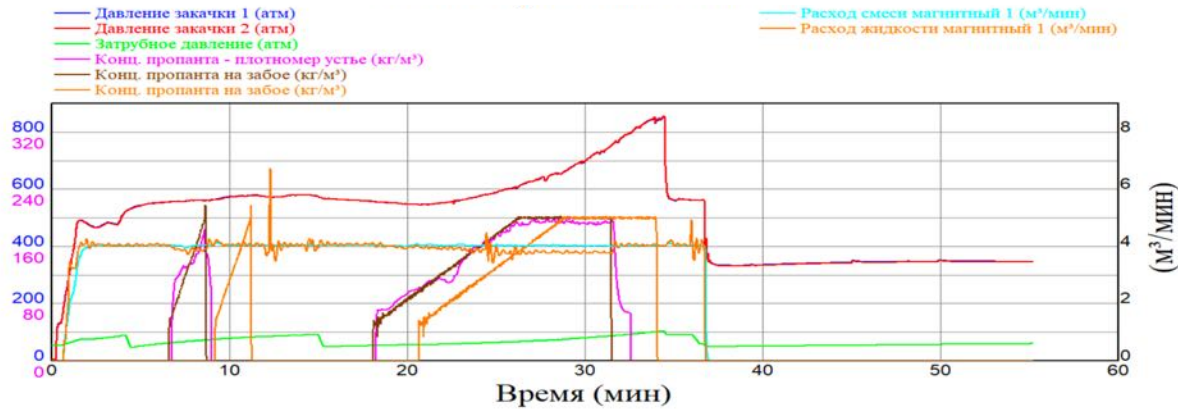


Рисунок 2.10. График изменения давления

Полученные результаты гидравлического разрыва пласта D3fr на Сергеевском нефтяном месторождении успешны, что подтверждается достижением дебитов 39,1 т/сут жидкости и 20,97 т/сут нефти. Однако, ухудшение скин-фактора с 0,0 до 3,28 указывает на возможные повреждения или недостаточную проводимость трещины, что требует

дальнейшего анализа и объяснения причин. Недостижение плановых показателей связано с недостаточной закачкой проппанта, что составило 61,6% (19 т.) от первоначального плана, что ограничивает эффективность операции.

Анализ операций ГРП на скважине Сергеевского месторождения показывает, что гидравлический разрыв пласта является эффективным методом для повышения продуктивности, но требует детального геологического изучения и адаптации модели ГРП под свойства доманиковых формаций. Ухудшение скин-фактора и недостижение целей операции подчеркивают необходимость дальнейших исследований.

В таблице 2.5 представлены обобщенные результаты проведения ГРП на исследуемых объектах.

Таблица 2.5 — Обобщенные результаты ГРП

Параметр	Кушнаренковское месторождение	Сергеевское месторождение
Скин-фактор до ГРП	29,3	0,0
Скин-фактор после ГРП	-5,6	3,28
Дебит жидкости, т/сут	6	39,1
Дебит нефти, т/сут	1,7	20,97
План по проппанту, т	31	31
Фактически закачано, т	27,3 (97%)	19 (61,6%)
Тип породы	Терригенные	Карбонатные

Исходя из опытно-промышленных испытаний нефтематеринских пластов доманикового типа видно, что требуется дальнейшее совершенствование операции ГРП как с технологической, так и с технической стороны. В связи с геологическими особенностями нефтематеринских пород необходимо учитывать больше факторов и критериев при составлении модели, чем для стандартного случая с традиционными запасами.

Определение показателя вдавливания расклинивающего материала-проппанта играет особую роль для нефтематеринских пород ввиду их геологических особенностей: повышенная плотность, практически полное отсутствие пористости, высокие пластовые давления.

Выводы по главе 2

1. При проведении гидравлического разрыва пласта доманикового типа на Кушнаренковском и Сергеевском нефтяных месторождениях получены осложнения в виде непрерывного роста давления закачки рабочих агентов. Основной причиной явилась

недостаточная геологическая изученность и неадаптированность технологии гидравлического разрыва пласта для нефтематеринских пород. Причина не полной реализации, относительно запланированного объема закачки рабочего агента в пласт, явилась недостаточная гидравлическая ширина трещины, необходимая для того, чтобы разместить весь запланированный объем пропанта.

2. Полученный дебит нефти после проведения ГРП - 20,97 т/сут подтверждает перспективность объекта для ввода в разработку и развития геолого-промысловых исследований, для увеличения эффективности гидравлического разрыва пласта.

3. ГРП может значительно улучшить продуктивность скважин на доманиковой свите, так на в скважине Кушнаренковского месторождения скин-фактор улучшился с 29,3 до -5,6. При этом на Сергеевском месторождении положительный скин-фактор после ГРП (3,28) указывает на недостаточную проводимость трещины.

4. Различия в результатах между терригенными (Кушнаренковское) и карбонатными (Сергеевское) породами подчеркивают важность адаптации модели ГРП под тип породы.

5. Высокая эффективность жидкости и низкий темп падения давления затрудняют анализ закрытия трещины, что характерно для доманиковой свиты с низкой пористостью и высокой плотностью. Эти особенности требуют уточнения прогнозной модели гидравлического разрыва пласта.

3. ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ СОСТАВА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД НА ПОКАЗАТЕЛЬ ВДАВЛИВАНИЯ РАСКЛИНИВАЮЩЕГО МАТЕРИАЛА

3.1 Описание кернового материала

Показатель вдавливания расклинивающего материала участвует при моделировании гидравлического разрыва пласта в специализированном программном обеспечении. Необходимость определения этого значения обуславливается прямой зависимостью между коэффициентом и увеличением запускных дебитов скважины, что позволяет точнее определять размер пустотного пространства, который в свою очередь влияет на фильтрационные характеристики пласта.

Для лабораторного определения показателя вдавливания проппанта выбрано семь опорных скважин с различными интервалами отбора кернового материала (Таблица 3.1).

Таблица 3.1 — Интервалы отбора кернового материала

Скважина	1-й интервал отбора, м	2-й интервал отбора, м
№ 150	1575,10	1578,05
№ 222	1891,05	1892,05
№ 101	2007,30	2008,35
№ 811	1675,00	
№ 910	2112,30	
№ 130	1760,00	
№ 630	2396,00	

Керновый материал скважины № 150 представлен известняками с высоким содержанием органического вещества (ОВ). На более темных участках содержание ОВ выше, чем на светлых. Ярко выражен запах ОВ на свежем сколе. Известняки от темно-серого до черного цвета, микрокристаллические, биокластовые со структурой мадстоун, вакстоун, участками, возможно, перекристаллизованные.

Кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые породы черные и темно-серые, с высоким содержанием ОВ.

Породы плотные, крепкие, слоистые. Переслаивание литологических разностей, с подчеркнута горизонтальной ориентировкой биокластов. Биокласты: тентакулиты, стилиолины. Вероятно, нахождение примазок и тонких прослоев битума (Рисунки 3.1–3.8).



Рисунок 3.1 — Керновый материал скважины № 150.
Интервал отбора 1575,10 м. Вид сверху



Рисунок 3.2 — Керновый материал скважины № 150.
Интервал отбора 1575,10 м. Вид снизу



Рисунок 3.3 — Керновый материал скважины № 150.
Интервал отбора 1575,10 м. Вид слева



Рисунок 3.4 — Керновый материал скважины № 150.
Интервал отбора 1575,10 м. Вид справа



Рисунок 3.5 — Керновый материал скважины № 150.
Интервал отбора 1578,05 м. Вид сверху



Рисунок 3.6 — Керновый материал скважины № 150.
Интервал отбора 1578,05 м. Вид снизу



Рисунок 3.7 — Керновый материал скважины № 150.

Интервал отбора 1578,05 м. Вид слева



Рисунок 3.8 — Керновый материал скважины № 150.

Интервал отбора 1578,05 м. Вид справа

Керновый материал скважины № 222 представлен известняками с примесью глинистого темно-коричневого материала, буровато-серыми мелкоорганогенными, микро-тонкозернистыми, участками интракластовыми, неясно-слоистыми, плотными, крепкими. Текстура пород обусловлена сгущением сутур, стилолитов.

Обломки (интракласты) различной формы размером от 1–3 мм до 3–6 см.

Биокласты: членики криноидей, раковинный детрит (в том числе створки брахиопод), редкие обломки изометричной, овальной формы с просматривающимся слоистым строением (возможно обломки строматопор).

Структуры компакций: тонкие бугорчатые, зубчато-бугорчатые сутуры и стилолиты амплитудой от 1–2 мм до 1,5 см, выполненные темно-коричневым глинистым и почти черным органическим материалом и их сгущения.

Встречаются редкие субгоризонтальные сомкнутые трещины, иногда разветвляющиеся (Рисунки 3.9–3.16).



Рисунок 3.9 — Керновый материал скважины № 222.
Интервал отбора 1891,05 м. Вид сверху



Рисунок 3.10 — Керновый материал скважины № 222.
Интервал отбора 1891,05 м. Вид снизу



Рисунок 3.11 — Керновый материал скважины № 222.

Интервал отбора 1891,05 м. Вид слева



Рисунок 3.12 — Керновый материал скважины № 222.

Интервал отбора 1891,05 м. Вид справа



Рисунок 3.13 — Керновый материал скважины № 222.

Интервал отбора 1892,05 м. Вид сверху



Рисунок 3.14 — Керновый материал скважины № 222.

Интервал отбора 1892,05 м. Вид сверху



Рисунок 3.15 — Керновый материал скважины № 222.

Интервал отбора 1892,05 м. Вид слева



Рисунок 3.16 — Керновый материал скважины № 222.

Интервал отбора 1892,05 м. Вид справа

Керновый материал скважины № 101 представлен темно-серыми известняками, с запахом углеводородов на свежем сколе, с содержанием ОВ, биокластовыми со структурой вакстоун с микрокристаллическим цементом, неясно-слоистыми, плотными, крепкими.

Текстура неясно горизонтально-слоистая за счет ориентировки органических остатков и прослоев серых известняков.

Биокласты: раковинный детрит, тентакулит (рисунки 3.17–3.24).



Рисунок 3.17 — Керновый материал скважины № 101.

Интервал отбора 2007,3 м. Вид сверху



Рисунок 3.18 — Керновый материал скважины № 101.

Интервал отбора 2007,3 м. Вид снизу



Рисунок 3.19 — Керновый материал скважины № 101.

Интервал отбора 2007,3 м. Вид слева



Рисунок 3.20 — Керновый материал скважины № 101.

Интервал отбора 2007,3 м. Вид справа



Рисунок 3.21 — Керновый материал скважины № 101.

Интервал отбора 2008,35 м. Вид сверху



Рисунок 3.22 — Керновый материал скважины № 101.
Интервал отбора 2008,35 м. Вид снизу



Рисунок 3.23 — Керновый материал скважины № 101.
Интервал отбора 2008,35 м. Вид слева



Рисунок 3.24 — Керновый материал скважины № 101.
Интервал отбора 2008,35 м. Вид справа

Керновый материал скважины № 811 представлен коричневато-серыми, коричневыми известняками со структурой флаутстоун, с микрокристаллическим цементом. Породы

пятнистые, плотные, крепкие, с разнонаправленными протяженными, сомкнутыми, реже открытыми пересекающимися трещинами.

Текстура обусловлена наличием литокластов, округлой, овальной, изометричной реже неправильной формы, представленных микрокристаллическими известняками.

Биокласты: пластинки иглокожих, мелкий раковинный детрит.



Рисунок 3.25 — Керновый материал скважины № 811.

Интервал отбора 1675 м. Вид сверху



Рисунок 3.26 — Керновый материал скважины № 811.

Интервал отбора 1675 м. Вид снизу



Рисунок 3.27 — Керновый материал скважины № 811.

Интервал отбора 1675 м. Вид слева



Рисунок 3.28 — Керновый материал скважины № 811.

Интервал отбора 1675 м. Вид справа

Керновый материал скважины № 910 представлен кремнисто-карбонатно-органическими породами с прослоями известняков. Кремнисто-карбонатно-органические породы темно-серые, черные, с запахом УВ. Породы слоистые, линзовидно-слоистые, слабобиотурбированные, плотные, крепкие, с трещинами.

Текстура породы обусловлена выдержанными и линзовидными прослоями известняков.

Биокласты: фрагменты кораллов, тентакулиты.

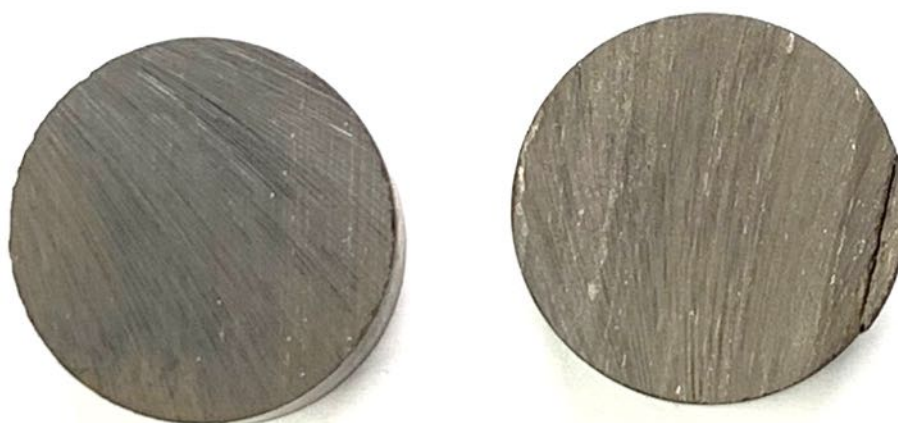


Рисунок 3.29 — Керновый материал скважины № 910.

Интервал отбора 2112,30 м. Вид сверху



Рисунок 3.30 — Керновый материал скважины № 910.
Интервал отбора 2112,30 м. Вид снизу



Рисунок 3.31 — Керновый материал скважины № 910.
Интервал отбора 2112,30 м. Вид слева



Рисунок 3.32 — Керновый материал скважины № 910.
Интервал отбора 2112,30 м. Вид справа

Керновый материал скважины № 130 представлен известняками от светло-серых до темно-серых, неравномерно глинистыми (местами сильноглинистыми), со структурой мадстоун и микрокристаллическим цементом, с неясной прерывистой слоистостью.

Текстура пород: беспорядочная, участками псевдобрекчиевидная, в аргиллитах слабоволнисто-слоистая.

Породы плотные, средней крепости.

Биокласты: мелкий раковинный детрит, возможно, брахиопод и гастропод.



Рисунок 3.33 — Керновый материал скважины № 130.

Интервал отбора 1760 м. Вид сверху



Рисунок 3.34 — Керновый материал скважины № 130.

Интервал отбора 1760 м. Вид снизу



Рисунок 3.35 — Керновый материал скважины № 130.

Интервал отбора 1760 м. Вид слева

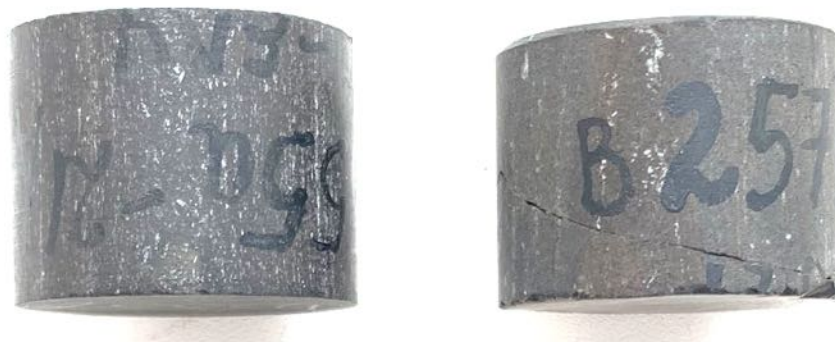


Рисунок 3.36 — Керновый материал скважины № 130.

Интервал отбора 1760 м. Вид справа

Керновый материал скважины № 630 представлен известняками от светло-серого, прослоями темно-серого, до почти черного за счет глинисто-органической примеси, биокластов.

Породы слоистые, волнисто-слоистые, узорчато-слоистые, плотные с единичными кавернами, крепкие, с частыми трещинами и стилолитами.

Текстура пород обусловлена наличием прослоев и линейно вытянутых участков известняков темно-серых, с примесью глинисто-органического вещества.

Трещины: сеть микротрещин, выполненных черным ОВ, а также частые, субвертикальные, субгоризонтальные и разноориентированные трещины, выполненные черным ОВ, местами расширенные выщелачиванием.

Биокласты: раковинный детрит остракод, брахиопод, гастропод.



Рисунок 3.37 — Керновый материал скважины № 630.
Интервал отбора 2396 м. Вид сверху



Рисунок 3.38 — Керновый материал скважины № 630.
Интервал отбора 2396 м. Вид снизу



Рисунок 3.39 — Керновый материал скважины № 630.
Интервал отбора 2396 м. Вид слева



Рисунок 3.40 — Керновый материал скважины № 630.

Интервал отбора 2396 м. Вид справа

3.2 Методика проведения лабораторных исследований

3.2.1 Метод Бринелля

Метод Бринелля — это широко применяемый метод для измерения твердости материалов путем создания углубления на поверхности материала с помощью стандартизированного инструмента-индентора. Основной идеей метода Бринелля является определение твердости материала путем измерения диаметра следа, образованного индентором, и оценка твердости на основе соотношения между приложенной силой и площадью контакта.

Процедура метода Бринелля включает в себя следующие шаги: сначала, индентор (стандартно: шарик из твердого материала) прикладывается к поверхности материала с определенной силой. Затем индентор удерживается под нагрузкой в течение определенного времени. После удаления нагрузки оценивается размер и форма следа на поверхности материала.

Измерение диаметра следа и оценка площади контакта между индентором и материалом позволяют вычислить значение твердости материала по методу Бринелля. Это значение обычно выражается в единицах, называемых баллами твердости Бринелля (НВ). Чем больше балл, тем тверже материал.

Часто измерения выполняются для прогнозирования степени вдавливания проппанта, которое может произойти внутри гидравлически созданных трещин при действии максимального ожидаемого гидростатического давления. Также твердость по методу Бринелля используется для оценки «эффекта смягчения», который вызывается воздействием

жидкостей на пласты, чувствительные к этому воздействию, такие как сланцевые и угольные пласты.

Измерение твердости по методу Бринелля (ВН) осуществляется в соответствии с нормами, установленными в стандартах ASTM E50 и ISO 6506. Это включает в себя отношение приложенной силы F к площади контакта A_c , образованной вогнутостью, созданной стальным шариком [82].

$$ВН = \frac{F}{A_c} \quad (1)$$

$$A_c = 2\pi r h = 2\pi r \left[r - \sqrt{(r^2 - r'^2)} \right] \quad (2)$$

где h – глубина проникновения;

r' – радиус отпечатка;

r – радиус шарика;

При определении вдавливания проппанта по Бринеллю метод характеризуется рядом недостатков:

1. Вдавливанию по Бринеллю напрямую зависит от нагрузки на образец.
2. При вдавливании индентора по краям отпечатка из-за выдавливания материала образуются навалы и наплывы, что затрудняет измерение как диаметра, так и глубины отпечатка.
3. Из-за большого размера тела внедрения (шарика) метод неприменим для тонких образцов.
4. Необходимо иметь стандартный тарированный индентор.
5. Физические параметры индентора неизменны. Вдавливание происходит до заданной нагрузки либо разлому исследуемого образца.
6. Полученное значение относительное: определение вдавливания в породу относительно стального шара.

3.2.2 Методика лабораторных исследований

Лабораторные исследования на вдавливание проппанта производили на гидравлическом испытательном прессе «ИП-100» (Рисунок 3.41), предназначенном для статических испытаний на сжатие. Погрешность измерений составляет 2 %.



Рисунок 3.41 — Внешний вид испытательного пресса ИП-100

Для проведения лабораторных исследований образец кернового материала помещали в специальную твердосплавную обойму с внутренним диаметром 30 мм, что соответствует диаметру керна (Рисунок 3.42).



Рисунок 3.42 — Твердосплавная обойма для кернового материала

Проппант располагали между двумя образцами кернового материала одного интервала, это способствовало созданию наиболее точного моделирования условий проникновения проппанта в пласт.

Давление на образец оказывалось посредством внешнего поршня диаметром 30 мм, который под действием пресса входил в обойму (Рисунок 3.43).



Рисунок 3.43 — Керновый образец под исследованием

Необходимое давление рассчитывали исходя из графиков, приведенных в 4-й главе, и площади сечения образца. Опорным взяли давление в 21,47 кН.

При исследованиях использовали проппант двух размерностей: 20/40 и 30/50.

Выбор этих размеров для исследований обусловлен тем, что они зарекомендовали себя при применении гидравлического разрыва пласта на доманиковых отложениях на территории Башкортостана.

Данная методология отличается от метода Бринелля тем, что:

1. Исследования можно проводить независимо от размеров кернового материала.
2. Определение вдавливания производится непосредственно для используемого проппанта. Учитываются его физические свойства (истирание и пр.)
3. Для локального проведения исследований достаточно небольшого количества образцов.

4. Исследования можно проводить непосредственно на объекте-месторождении, нет необходимости в длинных логистических цепочках.

5. Метод Бринелля – общий метод для определения твердости материала. Методика определения показателя вдавливания проппанта – предметно-ориентированный метод.

3.3 Лабораторные исследования кернового материала

В опыте № 1 использовали образец керна скважины № 222 с интервалом отбора 1892,05 м. Образец представлен преимущественно известняками с примесью глинистого темно-коричневого материала.

Технические параметры:

- размерность проппанта 20/40;
- оказываемое давление 22,83 кН;
- масса проппанта 0,7 кг.

Интервал деформации до 1,2 мм связан со сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 1 принято считать изменение деформации в интервале от 1,2 до 1,6 мм, что составляет 0,4 мм деформации (Рисунок 3.44).



Рисунок 3.44 — График зависимости деформации кернового образца от оказываемой нагрузки

В результате опыта № 1 проппант плотно запечатался в породе. После снятия нагрузки на керновом материале остались искусственные поры. По контуру керна произошло скалывание (Рисунок 3.45).

После проведения опыта проппант не утратил своей целостности.



Рисунок 3.45 — Керновый материал в результате опыта № 1

В опыте № 2 использовали образец керна скважины № 222 с интервалом отбора 1892,05 м. Образец представлен преимущественно известняками с примесью глинистого темно-коричневого материала.

Технические параметры:

- размерность проппанта 20/40;
- оказываемое давление 22,62 кН;
- масса проппанта 1,5 кг.

Интервал деформации до 0,5 мм связан со сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 2 принято считать изменение деформации в интервале от 0,5 до 0,9 мм, что составляет 0,4 мм деформации (Рисунок 3.46).



Рисунок 3.46 — График зависимости деформации кернового образца от оказываемой нагрузки

В результате опыта № 2 проппант плотно запечатался в породе. После снятия нагрузки на керновом материале остались искусственные поры.

Вдавливание проппанта прошло неравномерно, что говорит об изменчивой плотности пород образца (Рисунок 3.47).

После проведения опыта проппант не утратил своей целостности.



Рисунок 3.47 — Керновый материал в результате опыта № 2

В опыте № 3 использовали образец керна скважины № 101 с интервалом отбора 2008,35 м. Образец представлен преимущественно известняками с высоким содержанием ОВ.

Технические параметры:

- размерность проппанта 20/40;
- оказываемое давление 22,69 кН;
- масса проппанта 2,1 кг.

Интервал деформации до 1,5 мм связан со сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 3 принято считать изменение деформации в интервале от 1,6 до 1,8 мм, что составляет 0,2 мм деформации (Рисунок 3.48).



Рисунок 3.48 — График зависимости деформации кернового образца от оказываемой нагрузки

В результате опыта № 3 проппант зафиксировался в породе. После снятия нагрузки на керновом материале остались искусственные поры, размерность которых меньше, чем в опытах № 1 и 2.

На более уплотненных участках (известняки крепкие) следы вдавливания проппанта практически не заметны (Рисунок 3.49).



Рисунок 3.49 — Керновый материал в результате опыта № 3

После проведения опыта проппант частично утратил свою целостность, так как наблюдаются стертые в порошок гранулы.

В опыте № 4 использовали образец керна скважины № 101 с интервалом отбора 2008,35 м. Образец представлен преимущественно известняками с высоким содержанием ОВ.

Технические параметры:

- размерность проппанта 20/40;
- оказываемое давление 22,87 кН;
- масса проппанта 2,8 кг.

Интервал деформации до 17,1 мм связан со сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 4 принято считать изменение деформации в интервале от 17,0 до 17,2 мм, что составляет 0,2 мм деформации (Рисунок 3.50).

В результате опыта № 4 проппант плотно запечатался в породу. После снятия нагрузки на керновом материале остались искусственные поры, размерность которых больше, чем в опыте № 3 (Рисунок 3.51).

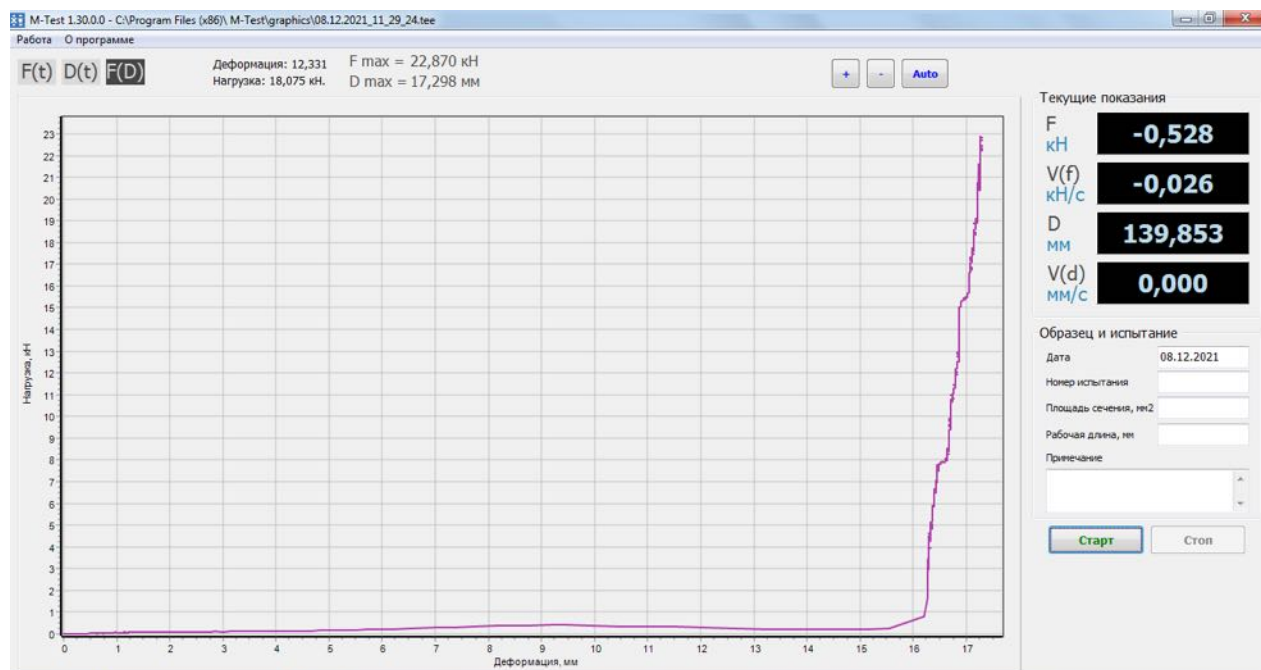


Рисунок 3.50 — График зависимости деформации кернового образца от оказываемой нагрузки



Рисунок 3.51 — Керновый материал в результате опыта № 4

После проведения опыта проппант частично утратил свою целостность, так как наблюдаются стерты в порошок гранулы.

Произошло растрескивание кернового элемента. На свежем срезе виден большой процент содержания органического вещества (Рисунок 3.52).



Рисунок 3.52 — Керновый материал в результате опыта № 4

В опыте № 5 использовали образец керна скважины № 101 с интервалом отбора 2007,3 м. Образец представлен преимущественно известняками темно-серыми, прослоями серыми, с содержанием ОВ.

Технические параметры:

- размерность проппанта 20/40;
- оказываемое давление 22,91 кН;
- масса проппанта 3,5 кг.

Интервал деформации до 1,3 мм связан со сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 5 принято считать изменение деформации в интервале от 1,3 до 1,6 мм, что составляет 0,3 мм деформации (Рисунок 3.53).

В результате опыта № 5 проппант плотно набился в породу, но не создал систему пор. После снятия нагрузки на керновом материале остались искусственные поры, размерность которых значительно меньше, чем в предыдущих опытах.

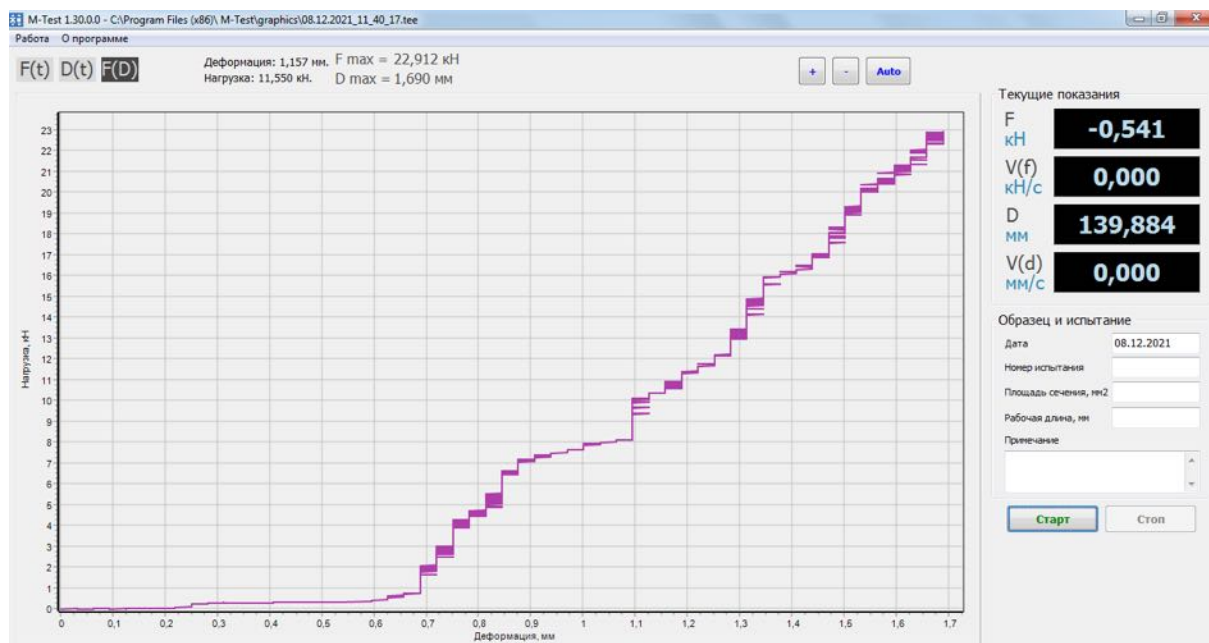


Рисунок 3.53 — График зависимости деформации кернового образца от оказываемой нагрузки

Следы вдавливания проппанта в керновый материал почти незаметны. Это также связано с геологическим составом образца (уплотненный известняк) (Рисунок 3.54).

После проведения опыта проппант не утратил своей целостности.



Рисунок 3.54 — Керновый материал в результате опыта № 5

В опыте № 6 использовали образец керна скважины № 150 с интервалом отбора 1578,05 м. Образец представлен преимущественно известняками с высоким содержанием ОВ, от темно-серых до черного.

Технические параметры:

- размерность проппанта 30/50;
- оказываемое давление 22,87 кН;
- масса проппанта 0,7 кг.

Интервал деформации до 13,5 мм связан со сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 6 принято считать изменение деформации в интервале от 13,5 до 14 мм, что составляет 0,5 мм деформации (Рисунок 3.55).

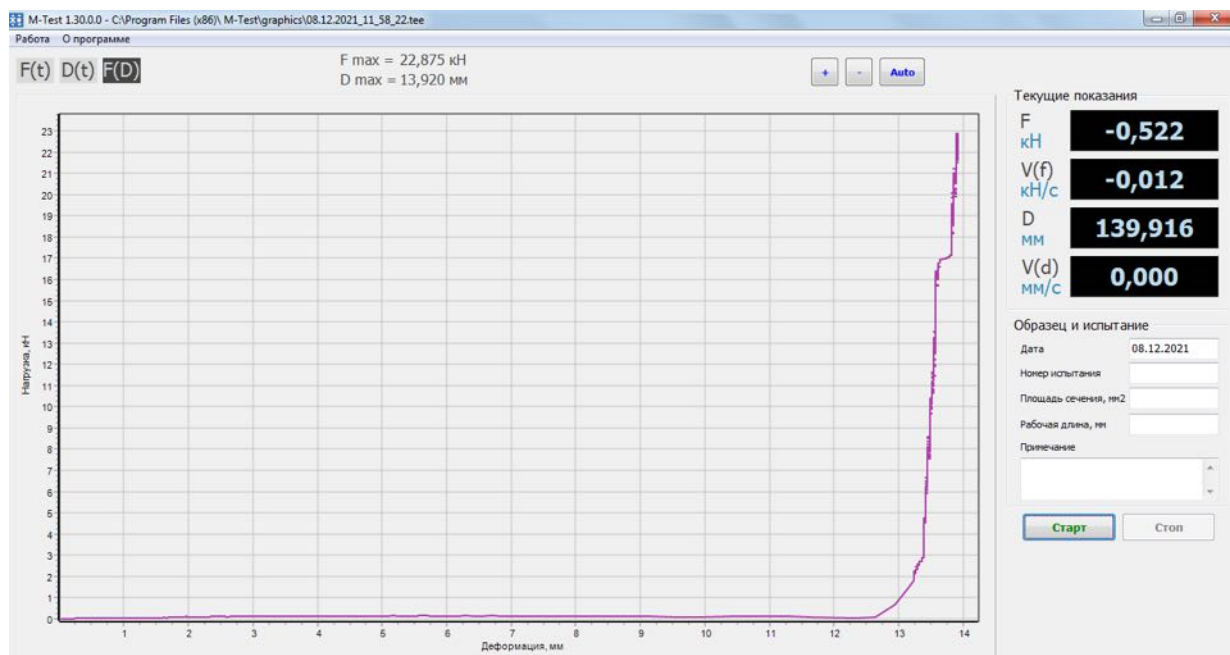


Рисунок 3.55 — График зависимости деформации кернового образца от оказываемой нагрузки

Согласно результату опыта № 6, проппант плотно вдавился в породу. После снятия нагрузки на керновом материале остались небольшие поры. На керновом материале отчетливо прослеживается переслаивание пород. На темных участках, где сконцентрировано большее количество органического вещества, вдавливание проппанта произошло сильнее (0,03–0,05 мм) (Рисунок 3.56).

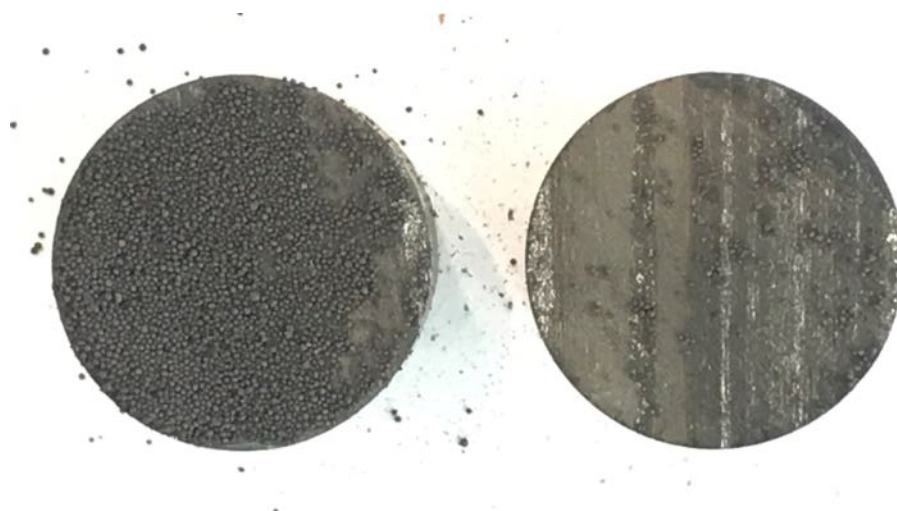


Рисунок 3.56 — Керновый материал в результате опыта № 6

После проведения опыта проппант утратил свою целостность частично, так как наблюдаются стертые в порошок зерна.

В опыте № 7 использовали образец керна скважины № 150 с интервалом отбора 1578,05 м. Образец представлен преимущественно известняками с высоким содержанием ОВ, темно-серые до черного.

Технические параметры:

- размерность проппанта 30/50;
- оказываемое давление 23,87 кН;
- масса проппанта 1,5 кг (Рисунок 3.57).

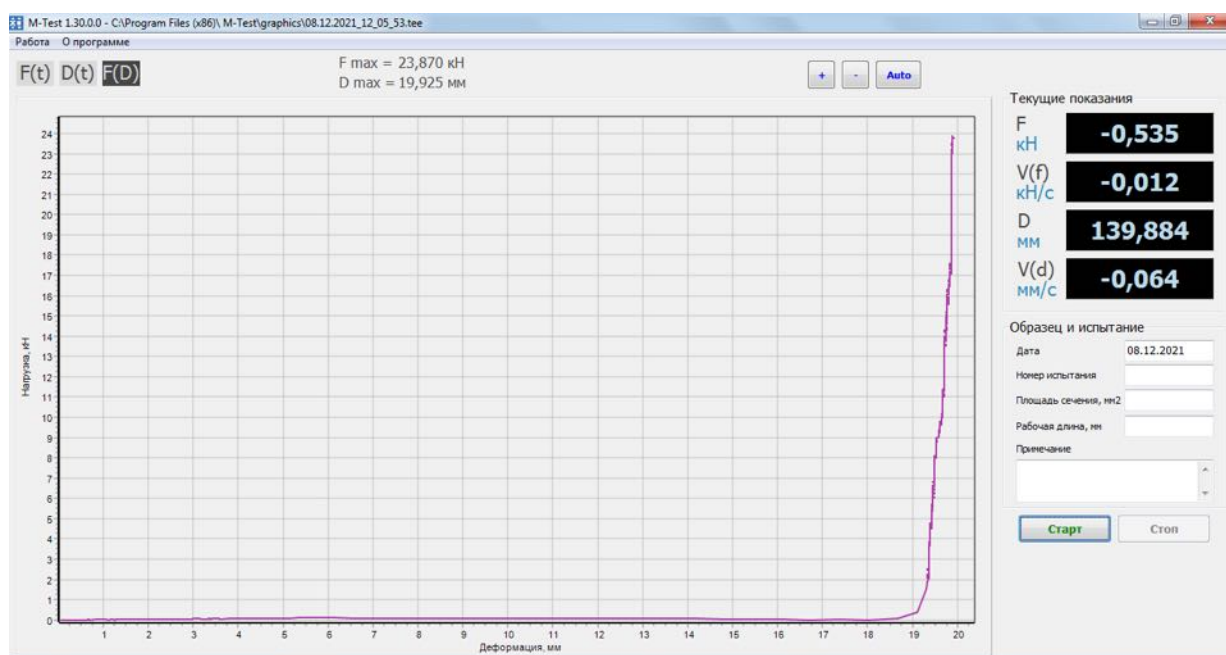


Рисунок 3.57 — График зависимости деформации кернового образца от оказываемой нагрузки

Интервал деформации до 19,7 мм связан со сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 7 принято считать изменение деформации в интервале от 19,6 до 20 мм, что составляет 0,4 мм деформации.

Согласно результату опыта № 7, проппант плотно вдавился в породу. После снятия нагрузки на керновом материале остались небольшие поры. На керне отчетливо прослеживается переслаивание пород. На темных участках, где сконцентрировано большее количество органического вещества, вдавливание проппанта произошло сильнее (0,03–0,05 мм) (Рисунок 3.58).

Произошло краевое скалывание керна.

Проппант утратил свою целостность частично: наблюдаются стертые в порошок зерна.



Рисунок 3.58 — Керновый материал в результате опыта № 7

В опыте № 8 использовали образец керна скважины № 150 с интервалом отбора 1578,05 м. Образец представлен преимущественно известняками с высоким содержанием ОВ, от темно-серых до черного.

Технические параметры:

- размерность проппанта 30/50;
- оказываемое давление 23,11 кН;
- масса проппанта 2,1 кг.

Интервал деформации до 0,8 мм связан со сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 8 принято считать изменение деформации в интервале от 0,8 до 0,9 мм, что составляет 0,1 мм деформации (Рисунок 3.59).



Рисунок 3.59 — График зависимости деформации кернового образца от оказываемой нагрузки

В результате опыта № 8 проппант практически не запечатался в породе. После снятия нагрузки видимых пор не осталось (Рисунок 3.60).

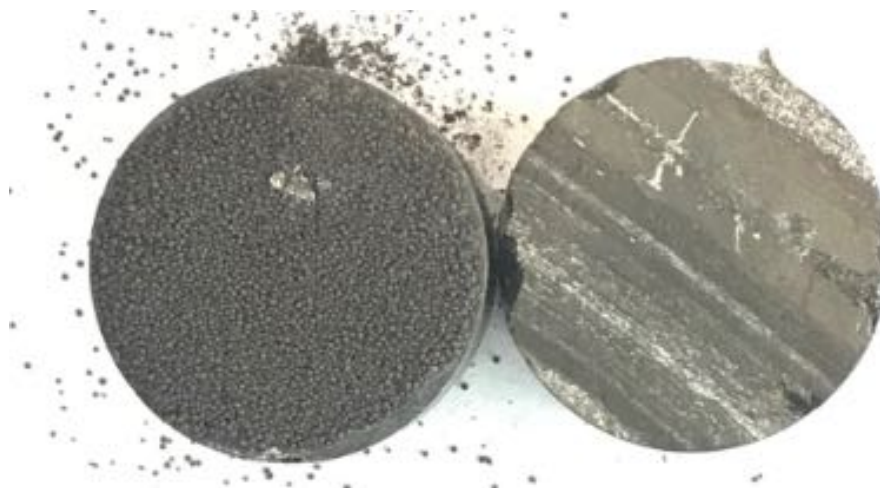


Рисунок 3.60 — Керновый материал в результате опыта № 8

Наблюдается краевое скалывание керна в местах повышенной концентрации органического вещества.

Проппант утратил свою целостность частично: наблюдаются стертые в порошок зерна.

В опыте № 9 использовали образец керна скважины № 150 с интервалом отбора 1575,10 м. Образец представлен преимущественно кремнисто-карбонатными и карбонатно-кремнистыми породами, черными и темно-серыми, с высоким содержанием ОВ.

Технические параметры:

- размерность проппанта 30/50;
- оказываемое давление 22,26 кН;
- масса проппанта 2,8 кг.

Интервал деформации до 0,65 мм связан с сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 9 принято считать изменение деформации в интервале от 0,65 до 0,75 мм, что составляет 0,1 мм деформации (Рисунок 3.61).



Рисунок 3.61 — График зависимости деформации керна образца от оказываемой нагрузки

В результате эксперимента № 9 проппант не впечатался в породу. После снятия нагрузки видимых пор практически не осталось (Рисунок 3.62).

После проведения опыта проппант не утратил своей целостности.



Рисунок 3.62 — Керновый материал в результате опыта № 9

В опыте № 10 использовали образец керна скважины № 150 с интервалом отбора 1575,10 м. Образец представлен преимущественно кремнисто-карбонатными и карбонатно-кремнистыми породами, черными и темно-серыми, с высоким содержанием ОВ.

Технические параметры:

- размерность проппанта 30/50;
- оказываемое давление 23,09 кН;
- масса проппанта 3,5 кг.

Интервал деформации до 0,75 мм связан со сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 10 принято считать изменение деформации в интервале от 0,75 до 0,85 мм, что составляет 0,1 мм деформации (Рисунок 3.63).

В результате эксперимента № 10 проппант не впечатался в породу. После снятия нагрузки видимых пор практически не осталось (Рисунок 3.64).

После проведения опыта проппант не утратил своей целостности.



Рисунок 3.63 — График зависимости деформации кернового образца от оказываемой нагрузки

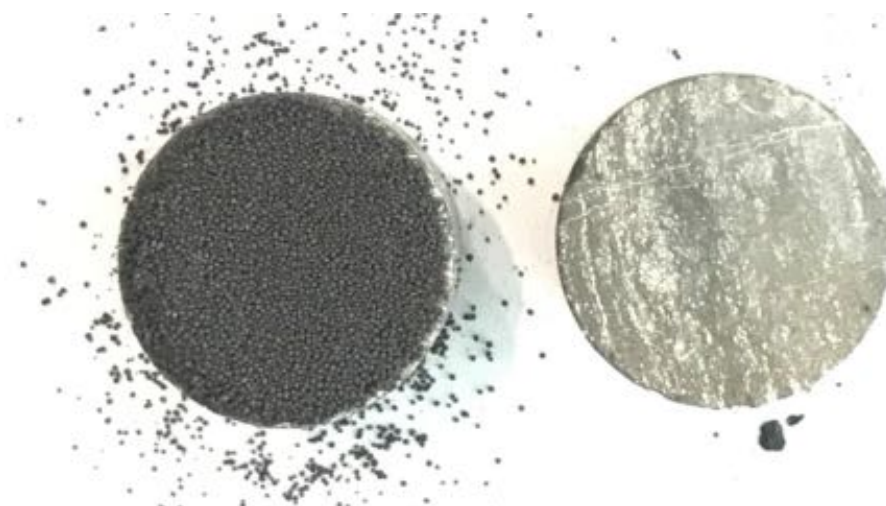


Рисунок 3.64 — Керновый материал в результате опыта № 10

В опыте № 11 использовали образец керна скважины № 811 с интервалом отбора 1675,00 м. Образец представлен преимущественно кремнисто-карбонатно-органическими породами, с прослоями известняков линзовидной формы. Текстура породы обусловлена выдержанными и линзовидными прослоями известняков. Трещины субвертикальные, протяженные, тонкие.

Технические параметры:

- размерность проппанта 20/40;
- оказываемое давление 21,6 кН;
- масса проппанта 0,7 кг.

Интервал деформации до 2,4 мм связан со сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 10 принято считать изменение деформации в интервале от 2,4 до 2,8 мм, что составляет 0,4 мм деформации (Рисунок 3.65).

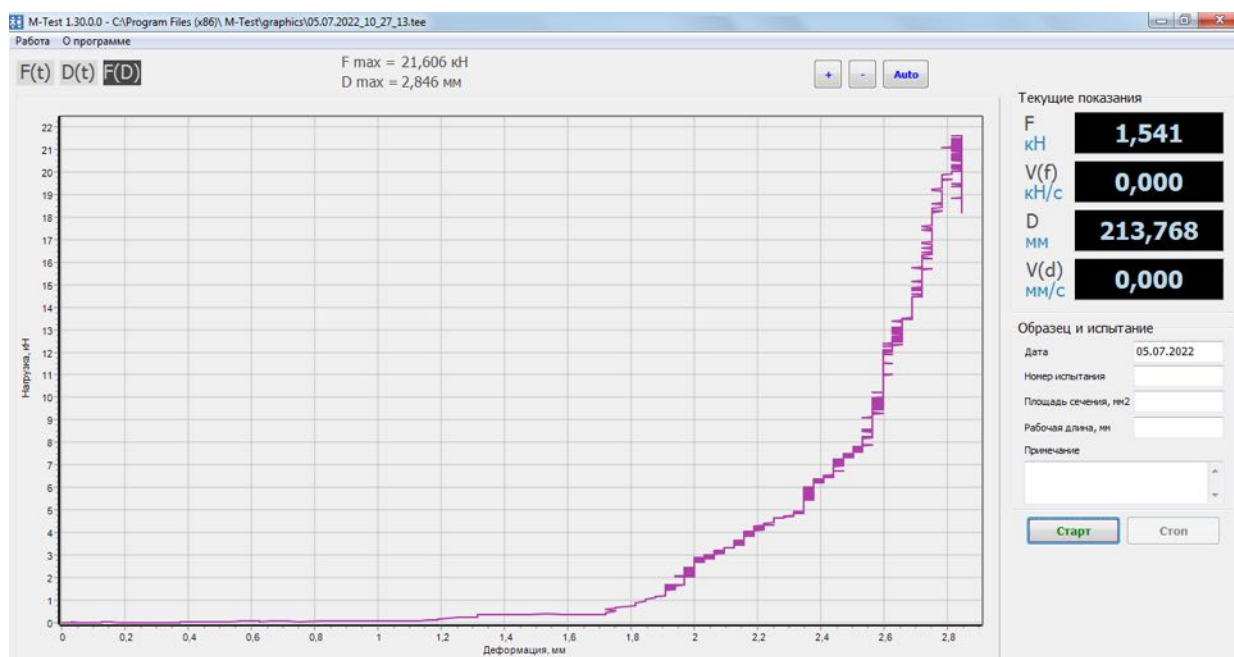


Рисунок 3.65 — График зависимости деформации кернового образца от оказываемой нагрузки

В результате эксперимента № 11 проппант углубился в породу в соответствии с литологическим переслаиванием пород. После снятия нагрузки на участках с повышенным содержанием органического вещества прослеживаются следы механического воздействия (Рисунок 3.66).

После проведения опыта от общего количества гранул проппанта утратили свою целостность 30 %.



Рисунок 3.66 — Керновый материал в результате опыта № 11

В опыте № 12 использовали образец керна скважины № 811 с интервалом отбора 1675,00 м. Образец представлен преимущественно кремнисто-органическими породами. С резким запахом УВ.

Технические параметры:

- размерность проппанта 20/40;
- оказываемое давление 21,45 кН;
- масса проппанта 1,5 кг.

Интервал деформации до 0,33 мм связан со сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 12 принято считать изменение деформации в интервале от 0,33 до 0,6 мм, что составляет 0,27 мм деформации (Рисунок 3.67).

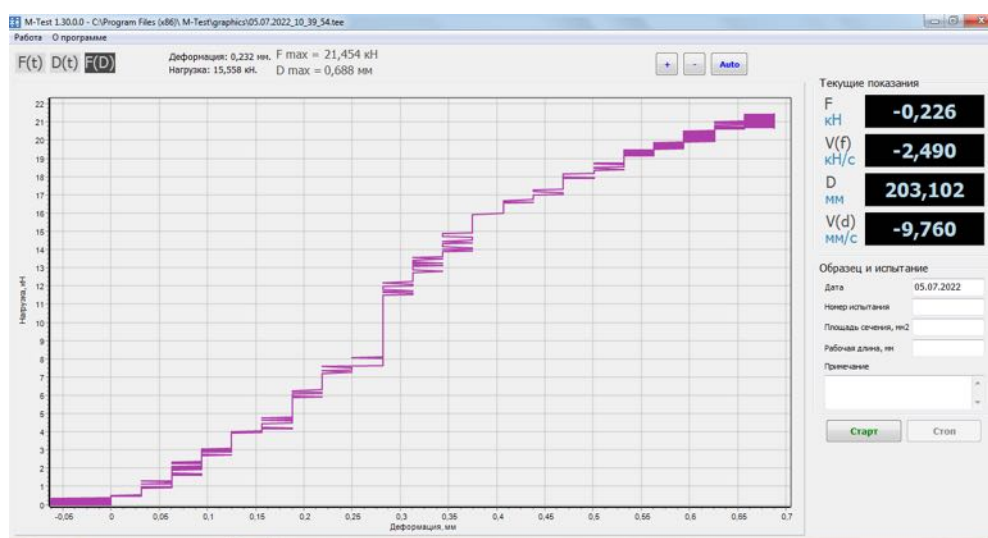


Рисунок 3.67 — График зависимости деформации кернового образца от оказываемой нагрузки

В результате эксперимента № 12 проппант вдавился в породу неравномерно. В местах переслаивания литологических разностей углубление неравномерное. После снятия нагрузки на участках с повышенным содержанием органического вещества прослеживаются следы механического воздействия (Рисунок 3.68).

После проведения опыта от общего количества гранул проппанта утратили свою целостность 10 %.



Рисунок 3.68 — Керновый материал в результате опыта № 12

В опыте № 13 использовали образец керна скважины № 910 с интервалом отбора 2112,30 м. Образец представлен кремнисто-карбонатно-органические породами с прослоями известняков. Породы черные, с запахом УВ, с неравномерно распределенными удлиненными биокластами. Известняки серые, с низким содержанием рассеянного органического вещества, со слабым запахом УВ. Породы слабобиотурбированные, плотные, крепкие, с единичными трещинами, по которым наблюдаются сколы керна, единично минерализованные кальцитом.

Технические параметры:

- размерность проппанта 20/40;
- оказываемое давление 21,49 кН;
- масса проппанта 2,1 кг.

Интервал деформации до 1,12 мм связан со сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 13 принято считать изменение деформации в интервале от 1,12 до 1,37 мм, что составляет 0,25 мм деформации (Рисунок 3.69).



Рисунок 3.69 — График зависимости деформации кернового образца от оказываемой нагрузки

В результате эксперимента № 13 проппант практически не вдавился в породу. Остались не большие следы гранул. По периметру произошло скалывание (Рисунок 3.70).

После проведения опыта от общего количества гранул проппанта утратили свою целостность 5 %.

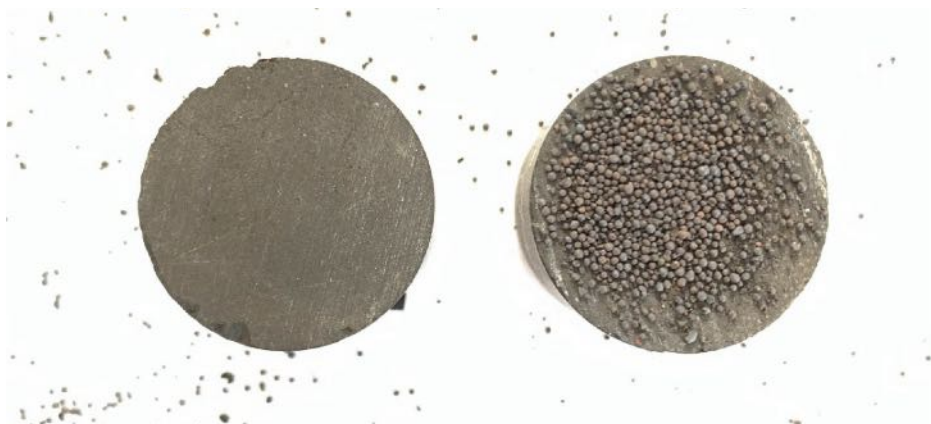


Рисунок 3.70 — Керновый материал в результате опыта № 13

В опыте № 14 использовали образец керна скважины № 910 с интервалом отбора 2112,30 м. Образец представлен кремнисто-глинистыми породами от темно-серого до черного цвета. С редким мелким и реже крупным раковинным детритом плотными, средней крепости. Текстура пород: слоистая, штрихоподобная, горизонтально-слоистая. Нефтенасыщение: битуминозные с резким запахом УВ. Биокласты: мелкий раковинный детрит, брахиоподы.

Трещины: мелкие минерализованные и реже открытые, короткие субвертикальные и разнонаправленные.

Технические параметры:

- размерность проппанта 20/40;
- оказываемое давление 21,58 кН;
- масса проппанта 2,8 кг.

Интервал деформации до 1,71 мм связан со сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 14 принято считать изменение деформации в интервале от 1,71 до 2,1 мм, что составляет 039 мм деформации (Рисунок 3.71).

В результате эксперимента № 14 проппант углубился в породу неравномерно, в соответствии с переслаиванием литологических разностей. По периметру произошло скалывание керна материала (Рисунок 3.72).

После проведения опыта от общего количества гранул проппанта утратили свою целостность 5 %.

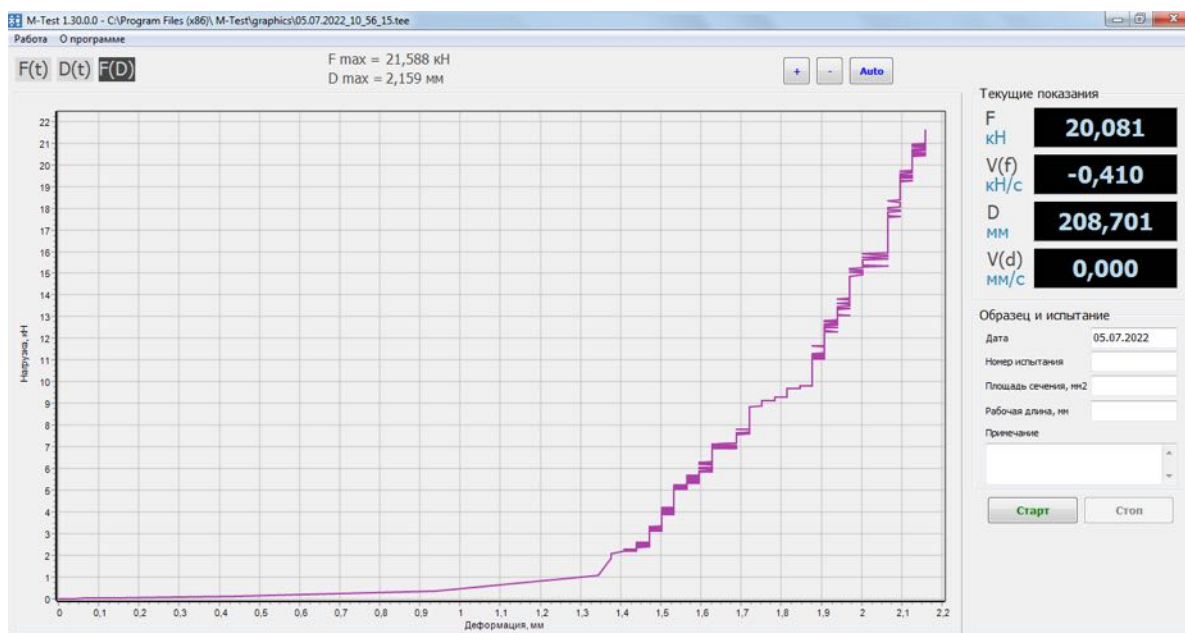


Рисунок 3.71 — График зависимости деформации керна образца от оказываемой нагрузки



Рисунок 3.72 — Керновый материал в результате опыта № 14

В опыте № 15 использовали образец керна скважины № 630 с интервалом отбора 2396,00 м. Известняки серые с единичными линзами и прослоями темно-серых, почти черных кремнистых пород. Массивные, плотные, крепкие, с единичными слабонаклонными трещинками, минерализованными кальцитом и черным ОВ. Биокласты: мелкий органогенный шлам, раковинный детрит остракод размерами до 1 см.

Технические параметры:

- размерность проппанта 20/40;
- оказываемое давление 21,42 кН;
- масса проппанта 3,5 кг.

Интервал деформации до 1,21 мм связан со сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 15 принято считать изменение деформации в интервале от 1,21 до 1,58 мм, что составляет 0,37 мм деформации (Рисунок 3.73).



Рисунок 3.73 — График зависимости деформации кернового образца от оказываемой нагрузки

В результате эксперимента № 15 проппант углубился в породу на участках преобладающего содержания органического вещества сильнее, чем для смешанного или чистого вида известняков. По участку включения кальцита вдавливание отсутствовало. По периметру произошло скалывание кернового материала (Рисунок 3.74).

После проведения опыта от общего количества гранул проппанта утратили свою целостность 5 %.



Рисунок 3.74 — Керновый материал в результате опыта № 15

В опыте № 16 использовали образец керна скважины № 630 с интервалом отбора 2396,00 м. КERN представлен известняками с высоким содержанием ОВ, от темно-серых до черных, с коричневатым оттенком, с единичными прослоями и линзами кремнистых пород,

слоистыми, плотными, крепкими, с редкими трещинами. Текстура пород обусловлена наличием прослоев кремнистых прослоев мощностью до 1 см. Трещины: редкие микротрещины, а также невыдержанные, наклонные, извилистые, шириной до 3 мм, минерализованные белым кальцитом. Биокласты: раковинный детрит тентакулит, в известняках с высоким содержанием ОВ, мелкий органогенный шлам.

Технические параметры:

размерность проппанта 30/50;

оказываемое давление 21,65 кН;

масса проппанта 0,7 кг.

Интервал деформации до 1,31 мм связан со сжимаемостью породы и погрешностью измерительного прибора, поэтому результатом опыта № 16 принято считать изменение деформации в интервале от 1,31 до 1,63 мм, что составляет 0,32 мм деформации (Рисунок 3.75).



Рисунок 3.75 — График зависимости деформации кернового образца от оказываемой нагрузки

В результате эксперимента № 16 проппант практически не углубился в породу. На керновом материале осталась рябь от вдавливания керновых гранул (Рисунок 3.76).

После проведения опыта от общего количества гранул проппанта утратили свою целостность 40 %.



Рисунок 3.76 — Керновый материал в результате опыта № 16

По результатам лабораторных исследований определены зависимости.

На затемненных участках (известняки с примесью глины) углубление больше (на 0,03–0,05 мм), чем на светлых (известняки). Различие прослеживается при изменении цвета известняков от серого с изменением на коричневый, до черного. На это оказывает влияние изменчивая плотность пород (Рисунок 3.77).

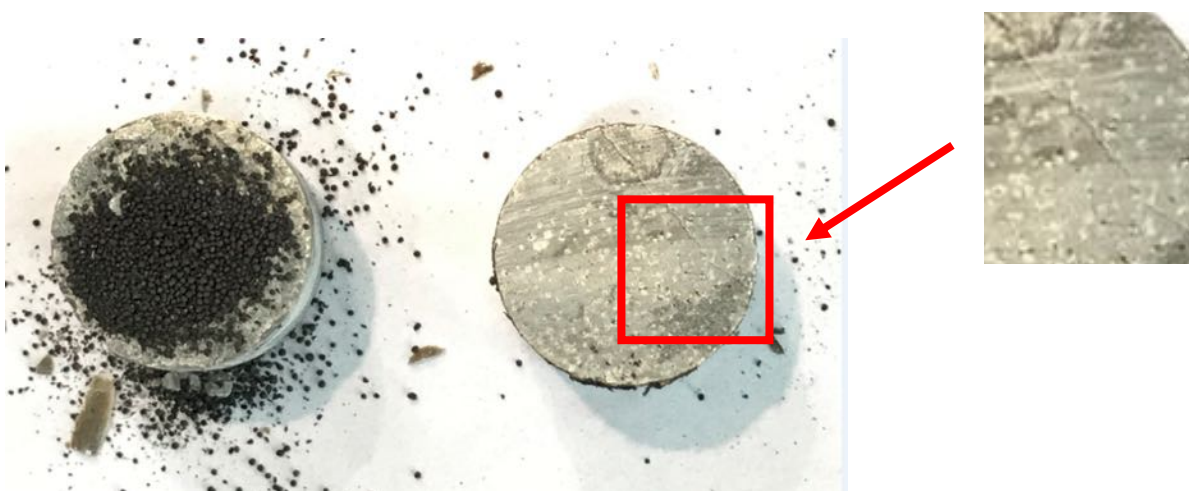


Рисунок 3.77 — Вдавливание проппанта в породу

Вдавливание проппанта происходит неравномерно, что говорит об изменчивой плотности пород, в основу которой заложена неясно-слоистая текстура (Рисунок 3.78).



Рисунок 3.78 — Изменчивость текстуры

На свежем сколе кернового материала подтверждается особенность доманикитов — повышенное содержание органического вещества (рисунки 3.79, 3.80).

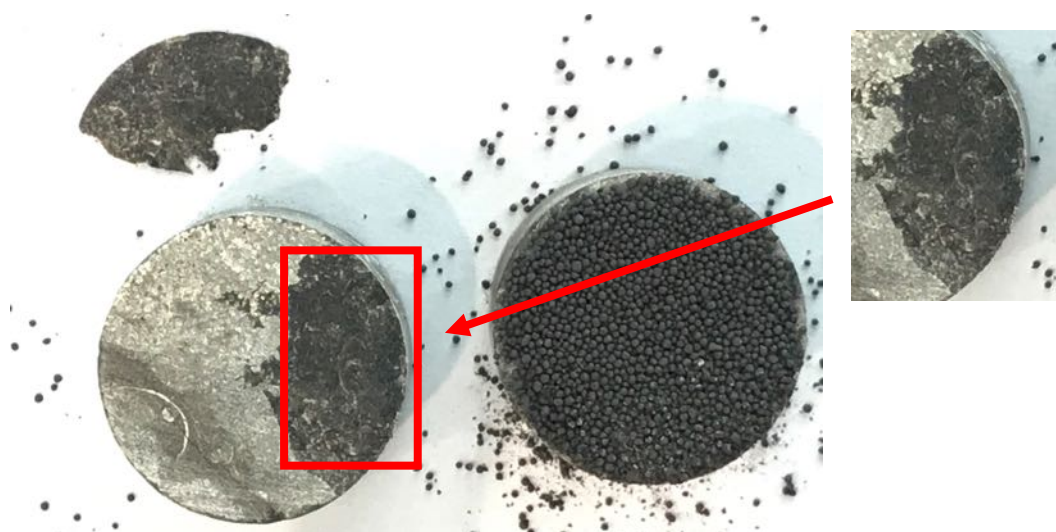


Рисунок 3.79 — Горизонтальное скалывание кернового материала



Рисунок 3.80 — Вертикальное скалывание кернового материала

В местах, где встречаются чистые известняки, проппант создает поры минимальных размеров (1–2 мм) (Рисунок 3.81).

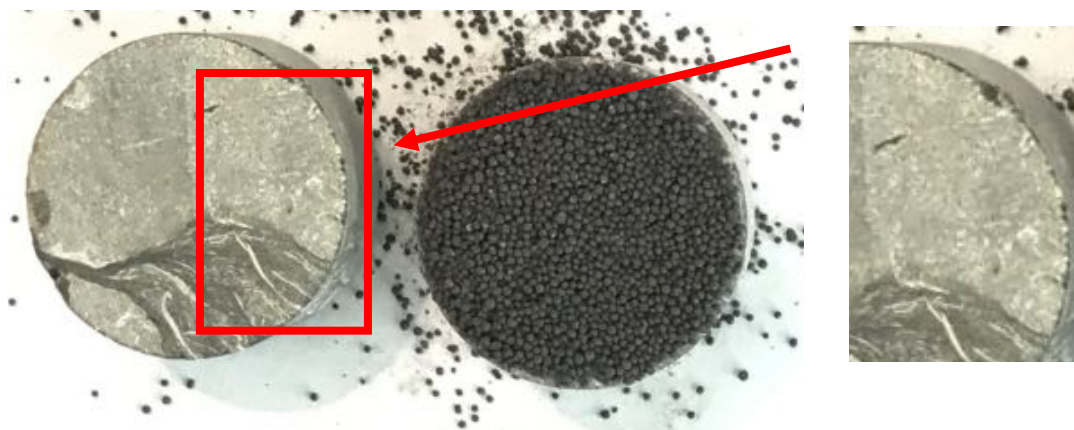


Рисунок 3.81 — Вдавливание раскалывающего материала в карбонатные породы

На темных участках, где сконцентрировано большее количество органического вещества, вдавливание проппанта происходит сильнее (0,05–0,07 мм) (Рисунок 3.82).

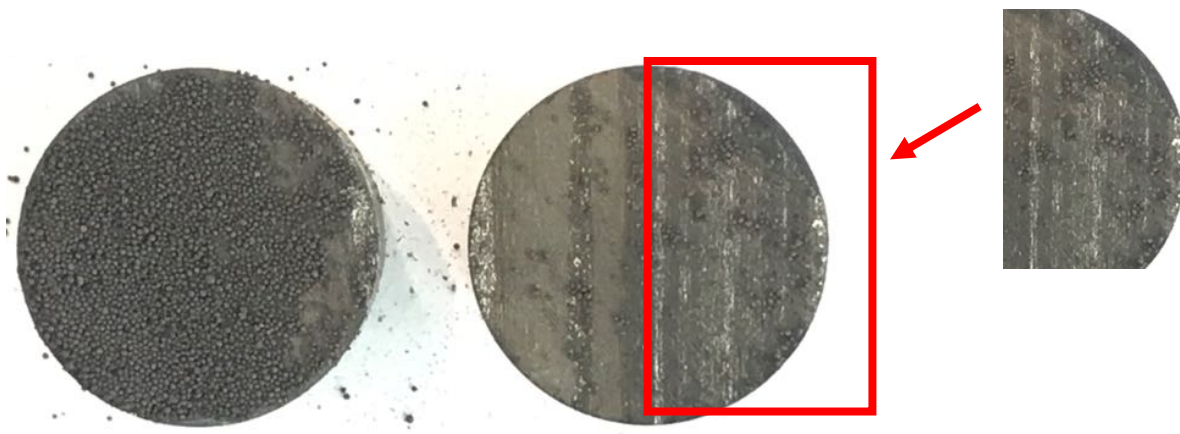


Рисунок 3.82 — Вдавливание расклинивающего материала в породу с повышенным содержанием ОВ

Для уточнения результатов лабораторных исследований и для дополнительной оценки вдавливания проппанта проводили микроскопические исследования кернового материала. Измерения производили под микроскопом ADF U300P с возможностью работы только в отраженном или отраженном и проходящем свете.

На рисунке 3.83 приведен образец скважины № 811 после проведения вдавливания проппанта размерностью 20/40 под давлением 21,45 кН и массой проппанта 1,5 кг. Образец сложен преимущественно органическим веществом, что подтверждает повсеместное наличие следов проппанта. «Царапины» на керновом материале получены механическим путем во время подготовки образцов и не являются естественными признаками образца.

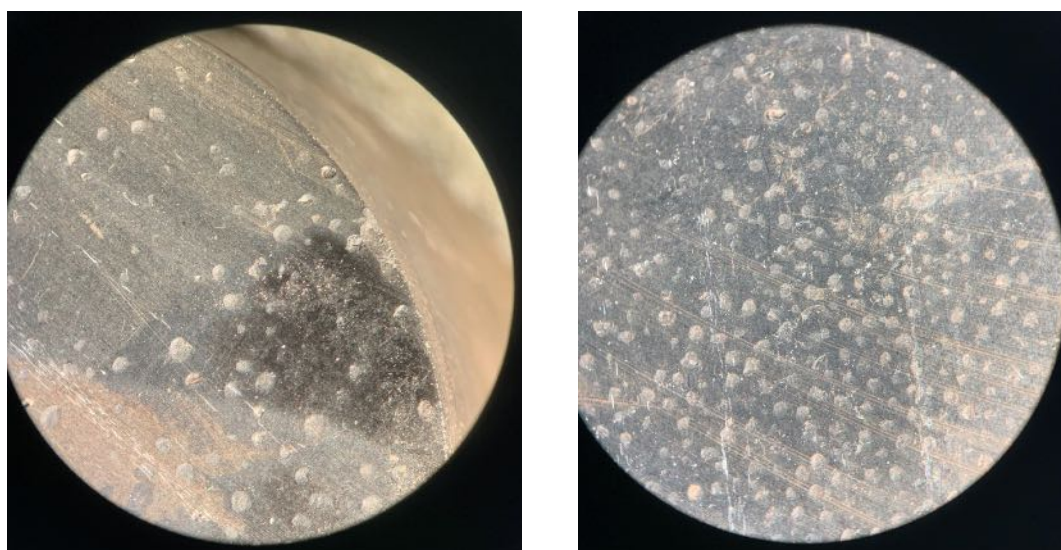


Рисунок 3.83 — Керн скважины № 811 под микроскопом, $\times 5$ увеличение

Аналогичные результаты получены при рассмотрении другого образца скважины № 910 (Рисунок 3.84).

Параметры исследования:

- размерность проппанта 20/40;
- оказываемое давление 21,58 кН;
- масса проппанта 2,8 кг.

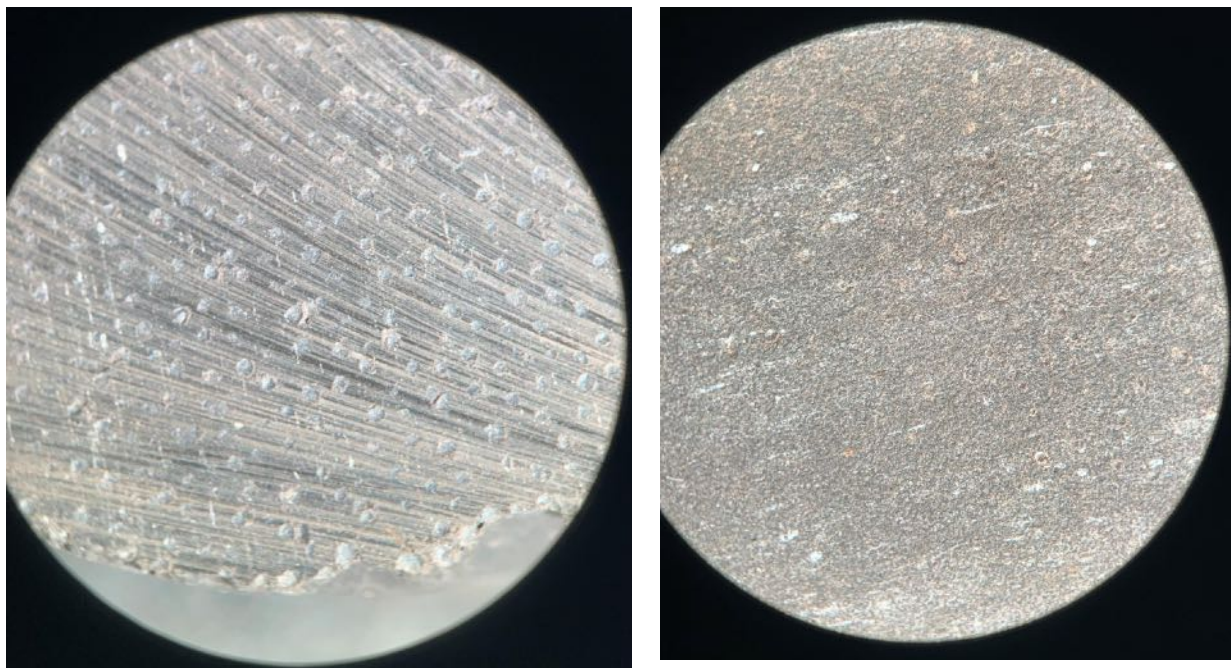


Рисунок 3.84 — Керн скважины № 910 под микроскопом, $\times 5$ увеличение

Образец сложен как органическим веществом, что прослеживается на левой половине рисунка 3.84, так и известняком, что видно из правого изображения. Если для органики вдавливание происходит повсеместно и отчетливо прослеживается при увеличении, то для известняков оно минимально, что соответствует вычисленным критериям.

На примере скважины № 150 (Рисунок 3.85), проппант углубляется преимущественно в органику и практически не вдавливается в участки чистых или смешанных известняков.

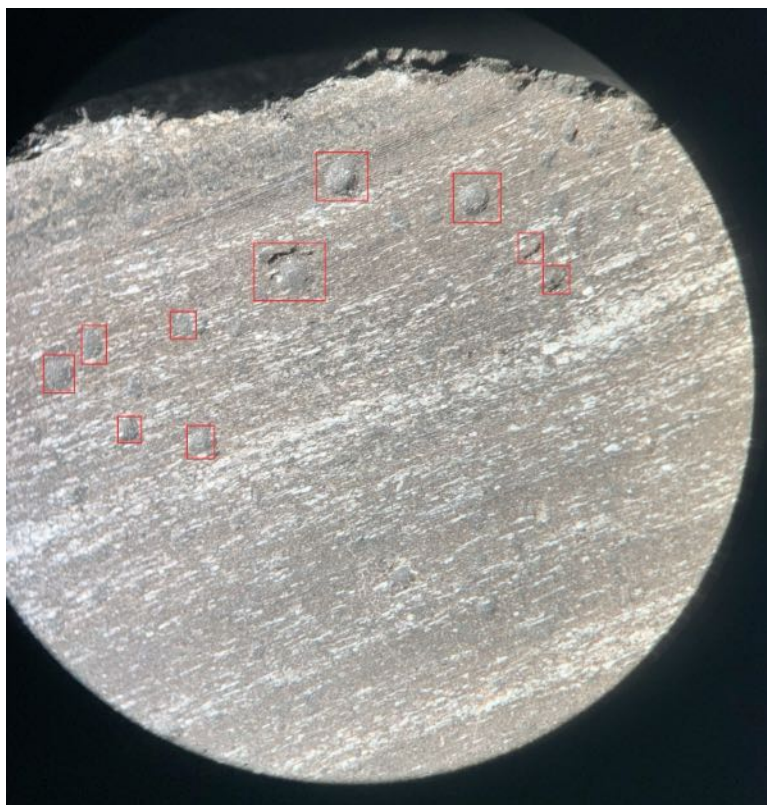


Рисунок 3.85 — Керн скважины № 150 под микроскопом, $\times 5$ увеличение

Для числового определения вдавливания использовали $\times 20$ увеличение. Примеры скважины № 101 с различными интервалами отбора образцов приведены на рисунке 3.86.

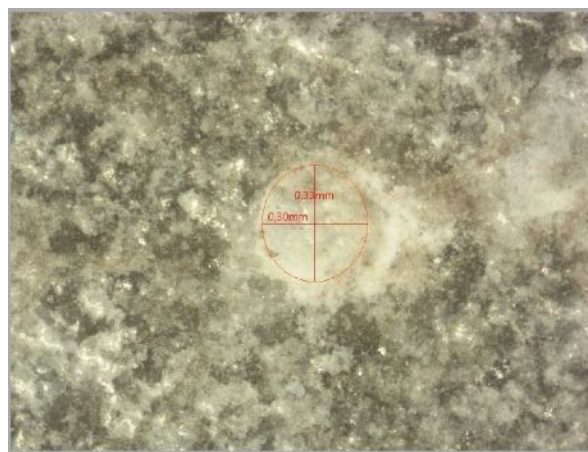
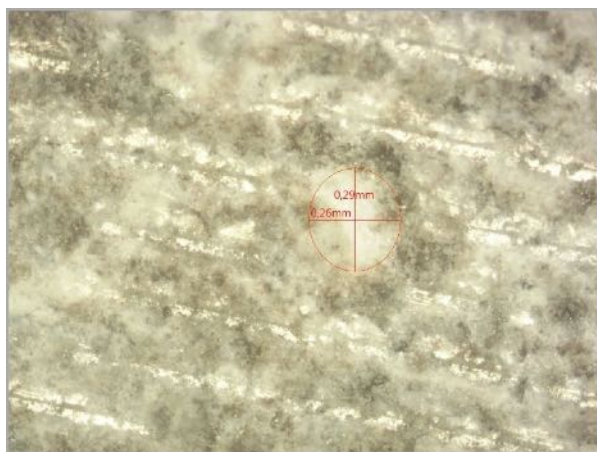


Рисунок 3.86 — Керн скважины № 101 под микроскопом, $\times 20$ увеличение

Другими примерами служат образцы скважин № 150 и 811, где вдавливание производили в ОВ (Рисунок 3.87). Значения радиуса лунки двукратно превосходят значения для кальцита, что пропорционально отражается на глубине вдавливания.

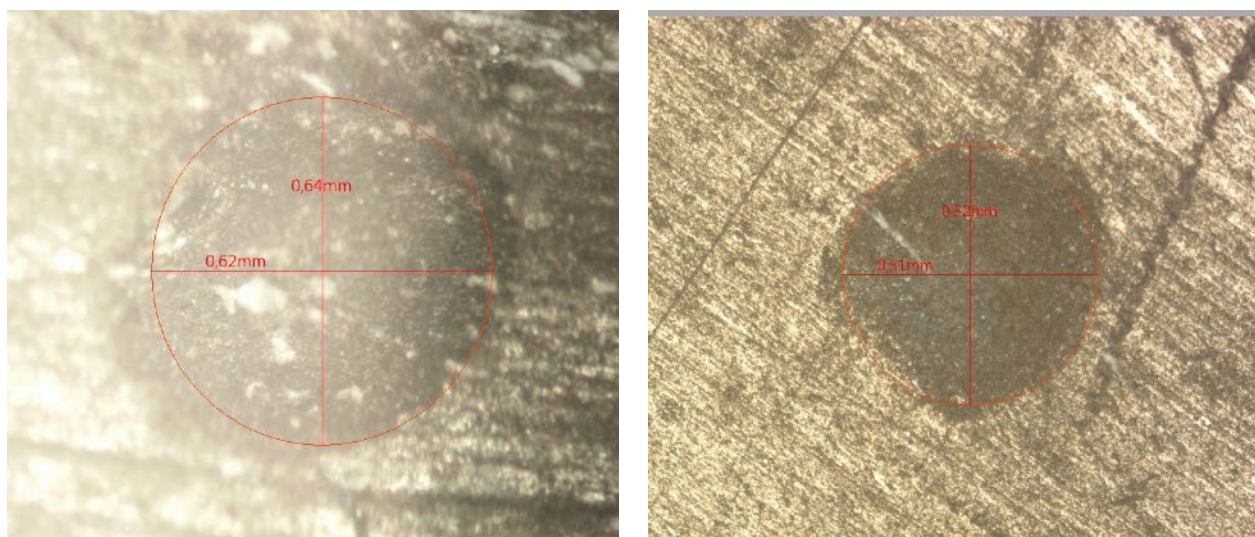


Рисунок 3.87 — Керн скважин № 150 и 811 под микроскопом, ×20 увеличение

Процесс вдавливания проппанта в стенки трещины, образованной при гидравлическом разрыве пласта, был также изучен с использованием электронного микроскопа. Определено, что при увеличении размера гранул проппанта уменьшается количество следов вдавливания, увеличивается их диаметр и глубина проникновения [83].

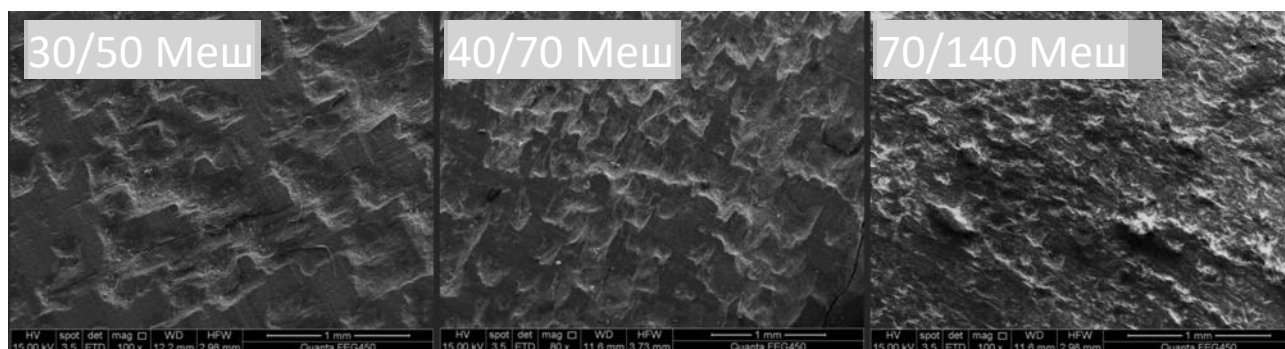


Рисунок 3.88 — Зависимость глубины вдавливания от размерности проппанта

В процессе исследований было установлена зависимость: чем больше размер гранул проппанта, тем меньше следов вдавливания, но глубже значение вдавливания [84].

Результаты лабораторных исследований представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 — Обобщенная таблица с результатами лабораторных исследований

Давление, кН	Масса проппанта, г	Глубина вдавливания проппанта, мм 20/40	Давление, кН	Глубина вдавливания проппанта, мм 30/50
22,83	0,7	0,4	22,87	0,5
22,62	1,5	0,4	23,87	0,4

Продолжение таблицы 3.2

22,69	2,1	0,2	23,11	0,1
22,87	2,8	0,2	22,26	0,1
22,91	3,5	0,3	23,09	0,1

Установлены следующие зависимости между глубиной вдавливания расклинивающего материала и породами для проппанта 20/40: в чистых известняках 0,2–0,4 мм, в известняках глинизированных 0,23–0,45 мм, в органическом веществе 0,47 мм. Для проппанта 30/50: в чистых известняках — 0,1–0,5 мм, в известняках глинизированных — 0,13–0,55 мм, в органическом веществе — 0,47 мм [60].

Применять тот или иной показатель необходимо в зависимости от состава слагающих разрез пород, определяя доминирующие литотипы.

3.4 Моделирование гидравлического разрыва пласта

Объектом опытно-промышленной эксплуатации является скважина № 49СЕР Сергеевского месторождения, которое открыто и введено в разработку в 1961 г. Площадь месторождения 9 тыс. га. Расположено на территории Уфимского, Благовещенского и Кушнаренковского районов Республики Башкортостан.

Глубина залегания нефти в девонских пластах около 2 км. Залежи с севера и запада экранированы грабенообразным прогибом глубиной до 130 м и шириной до 1 км, заполненным аргиллитами кыновского возраста.

Нефти средней вязкости (до 4,5 МПа · с), сернистые. Газонасыщенность 45 м³/т. Обводненность скважин 85 %.

Средние дебиты нефти 12,3–255 т/сут. Месторождение находится на 4-й стадии разработки.

По данным МЭР эксплуатация скважины № 49СЕР велась с 1969 по 1987 гг. Скважина законсервирована в 1988 г. по причине высокой обводненности продукции >95 %. Первоначальный дебит скважины составлял жидкость т/сут, нефть т/сут. В 2020 г. принято решение провести гидравлический разрыв пласта по объекту доманиковой свиты в рамках опытно-промышленных испытаний пластов. Фактический дебит составил 39 т/сут по жидкости и 21 т/сут по нефти, при этом обводненность снизилась с 95 до 54 % [85].

Интервал перфорации пласта подбирали на основании геологического состава. Участок разрыва пласта характеризуется наличием большой доли коллектора, ограниченного сверху и снизу глиняными крышками. Перфорацию производили на всю мощность пласта ввиду геологической особенности объекта: сильное переслаивание литологических разностей. При

недостаточном интервале перфорации могло не создаться достаточное количество трещин для поддержания связанных между собой каналов миграции УВ (Рисунок 3.89).

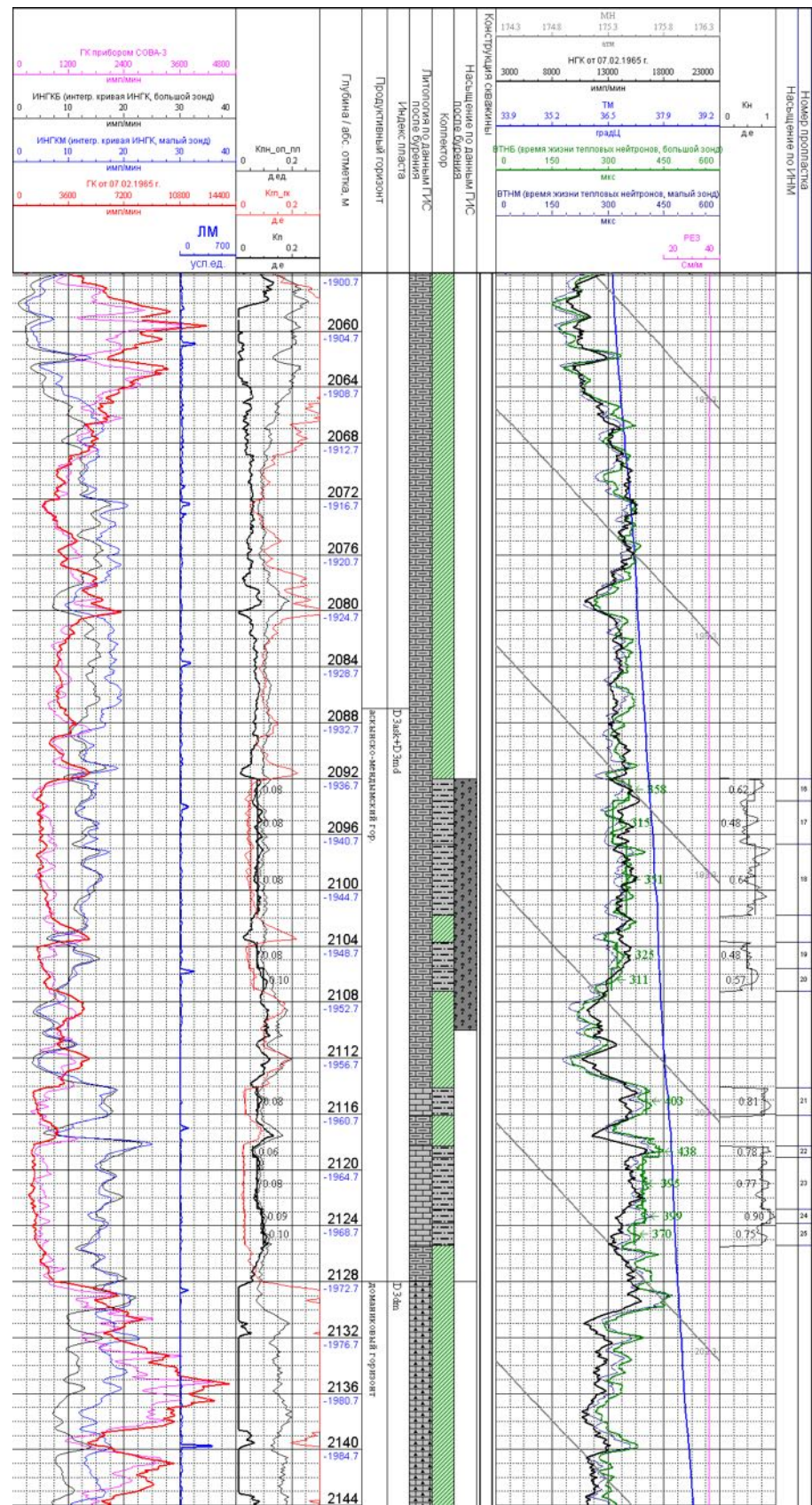


Рисунок 3.89 — Данные ГИС скважины № 49СЕР. Интервал перфорации.

Геомеханическую модель подбирали на основе ранее исследованных скважин по месторождению. По скважине № 49СЕР не производили специальных замеров геомеханических параметров (Таблица 3.3).

Таблица 3.3 — Геомеханическая модель

Название	TVD, м	MD, м	Смыка- ющее напря- жение, Мпа	Градиент напря- жения, Мпа/м	Модуль Юнга, Гпа	Коэфф. Пуассона	Общий коэффициент утечек, см/мин ^{1/2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Доломит	2059,88	2059,9	41,289	0,02	49,711	0,32	0,003
Доломит	2060,32	2060,3	41,284	0,02	49,692	0,32	0,003
Доломит	2060,62	2060,6	41,782	0,0203	50,803	0,32	0,003
Доломит	2061,13	2061,1	40,988	0,0199	49,166	0,32	0,003
Доломит	2061,71	2061,7	39,913	0,0194	46,185	0,314	0,003
Доломит	2061,9	2061,9	39,296	0,0191	44,49	0,309	0,003
Доломит	2062,12	2062,1	39,979	0,0194	46,591	0,315	0,003
Доломит	2062,31	2062,3	41,263	0,02	49,48	0,319	0,003
Доломит	2063,01	2063	41,874	0,0203	50,889	0,32	0,003
Доломит	2063,44	2063,4	41,117	0,0199	49,306	0,32	0,003
Доломит	2063,62	2063,6	40,612	0,0197	48,4	0,32	0,003
Доломит	2063,69	2063,7	40,653	0,0197	48,512	0,32	0,003
Доломит	2064,56	2064,6	40,009	0,0194	46,368	0,315	0,003
Доломит	2064,8	2064,8	39,27	0,019	44,527	0,308	0,003
Доломит	2064,92	2064,9	39,487	0,0191	44,805	0,31	0,003
Доломит	2068,59	2068,6	38,29	0,0185	43,988	0,3	0,003
Доломитизи- рованный известняк	2069,78	2069,8	36,472	0,0176	40,711	0,284	0,027
Известняк	2070,36	2070,4	35,846	0,0173	38,013	0,277	0,046
Доломитизи- рованный известняк	2070,99	2071	36,127	0,0174	39,206	0,281	0,027
Известняк	2071,8	2071,8	35,843	0,0173	37,877	0,276	0,046
Доломитизи- рованный известняк	2071,89	2071,9	35,981	0,0174	38,538	0,28	0,027
Известняк	2073,94	2073,9	35,453	0,0171	35,76	0,262	0,046

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Доломитизи- рованный известняк	2077,13	2077,1	36,494	0,0176	40,289	0,284	0,027
Доломит	2079,81	2079,8	38,352	0,0184	43,925	0,299	0,003
Доломит	2080,14	2080,1	39,908	0,0192	45,182	0,311	0,003
Доломит	2080,45	2080,4	38,395	0,0185	43,998	0,299	0,003
Доломитизи- рованный известняк	2082,88	2082,9	36,667	0,0176	40,585	0,284	0,027
Известняк	2083,27	2083,3	36,129	0,0173	38,313	0,279	0,046
Доломитизи- рованный известняк	2083,3	2083,3	36,168	0,0174	38,502	0,28	0,027
Известняк	2084,46	2084,5	36,059	0,0173	37,867	0,276	0,046
Доломитизи- рованный известняк	2085,46	2085,5	36,316	0,0174	38,957	0,281	0,027
Известняк	2086,52	2086,5	36,148	0,0173	38,131	0,278	0,046
Доломитизи- рованный известняк	2088,87	2088,9	36,702	0,0176	40,299	0,284	0,027
Известняк	2089,98	2090	35,902	0,0172	36,62	0,267	0,046
Доломитизи- рованный известняк	2091,15	2091,2	36,689	0,0175	40,064	0,283	0,027
Доломит	2091,71	2091,7	37,927	0,0181	43,621	0,293	0,003
Доломитизи- рованный известняк	2092	2092	36,888	0,0176	40,579	0,284	0,027
Известняк	2092,84	2092,8	35,449	0,0169	34,148	0,251	0,046
Известняк	2092,95	2092,9	35,115	0,0168	32,464	0,24	0,091
Известняк	2093,1	2093,1	35,132	0,0168	32,57	0,24	0,046
Известняк	2093,6	2093,6	35,126	0,0168	31,702	0,235	0,091
Известняк	2094,1	2094,1	35,199	0,0168	32,818	0,242	0,046
Известняк	2094,62	2094,6	35,143	0,0168	31,799	0,235	0,091
Известняк	2094,73	2094,7	35,184	0,0168	32,693	0,241	0,046
Известняк	2095,39	2095,4	35,156	0,0168	31,818	0,235	0,091
Известняк	2095,56	2095,6	35,219	0,0168	32,799	0,242	0,046
Известняк	2096,38	2096,4	35,172	0,0168	32,053	0,237	0,091

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Известняк	2097,11	2097,1	35,403	0,0169	33,571	0,247	0,046
Известняк	2097,88	2097,9	35,198	0,0168	31,602	0,234	0,091
Известняк	2098,28	2098,3	35,21	0,0168	32,526	0,24	0,046
Известняк	2098,87	2098,9	35,214	0,0168	31,756	0,235	0,091
Известняк	2099,61	2099,6	35,227	0,0168	32,169	0,238	0,091
Известняк	2102,22	2102,2	35,753	0,017	34,861	0,256	0,046
Доломитизи- рованный известняк	2103,01	2103	37,147	0,0177	41,069	0,285	0,027
Доломит	2103,35	2103,3	38,021	0,0181	43,523	0,292	0,003
Доломитизи- рованный известняк	2103,62	2103,6	37,197	0,0177	40,927	0,283	0,027
Известняк	2103,85	2103,8	35,829	0,017	35,076	0,257	0,046
Известняк	2105,15	2105,2	35,319	0,0168	31,592	0,234	0,091
Известняк	2107,09	2107,1	35,696	0,0169	34,181	0,251	0,046
Доломитизи- рованный известняк	2108,14	2108,1	37,37	0,0177	41,638	0,286	0,027
Доломит	2108,37	2108,4	37,853	0,018	43,494	0,29	0,003
Доломитизи- рованный известняк	2109,65	2109,7	37,257	0,0177	41,068	0,285	0,027
Известняк	2109,86	2109,9	36,604	0,0173	38,379	0,279	0,046
Доломитизи- рованный известняк	2110,81	2110,8	36,77	0,0174	39,003	0,281	0,027
Известняк	2111,01	2111	36,569	0,0173	38,096	0,277	0,046
Доломитизи- рованный известняк	2111,68	2111,7	37,24	0,0176	40,855	0,285	0,027
Доломит	2112,17	2112,2	38,179	0,0181	43,59	0,292	0,003
Доломитизи- рованный известняк	2114,06	2114,1	37,123	0,0176	40,151	0,282	0,027
Известняк	2116,03	2116	35,113	0,0166	30,607	0,227	0,091
Известняк	2117,93	2117,9	36,248	0,0171	35,973	0,263	0,046
Известняк	2125,53	2125,5	35,107	0,0165	29,814	0,222	0,091
Известняк	2126,25	2126,2	35,822	0,0168	33,217	0,245	0,046

Окончание таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Известняк	2126,48	2126,5	35,667	0,0168	32,449	0,24	0,091
Известняк	2127,93	2127,9	36,211	0,017	34,964	0,256	0,046
Доломитизированный известняк	2128,19	2128,2	37,627	0,0177	40,93	0,284	0,027
Доломит	2128,61	2128,6	39,567	0,0186	44,022	0,301	0,003
Доломит	2128,99	2129	40,883	0,0192	45,336	0,312	0,003
Доломит	2129,68	2129,7	40,124	0,0188	44,304	0,305	0,003
Доломит	2130,48	2130,5	41,432	0,0194	46,823	0,316	0,003
Доломит	2130,76	2130,8	42,135	0,0198	48,745	0,32	0,003
Доломит	2131,44	2131,4	41,366	0,0194	46,563	0,315	0,003
Доломит	2131,61	2131,6	40,642	0,0191	44,516	0,309	0,003
Доломит	2132,36	2132,4	41,226	0,0193	46,038	0,314	0,003
Доломит	2132,96	2133	42,644	0,02	49,528	0,32	0,003
Доломит	2133,62	2133,6	43,341	0,0203	51,157	0,32	0,003
Доломит	2133,74	2133,7	43,028	0,0202	50,216	0,32	0,003
Доломит	2135,88	2135,9	43,809	0,0205	53,368	0,32	0,003

Чтобы использовать в модели ГРП полученные значения, необходимо предварительно изучить график зависимости массы проппанта от значения вдавливания (Рисунок 3.90).

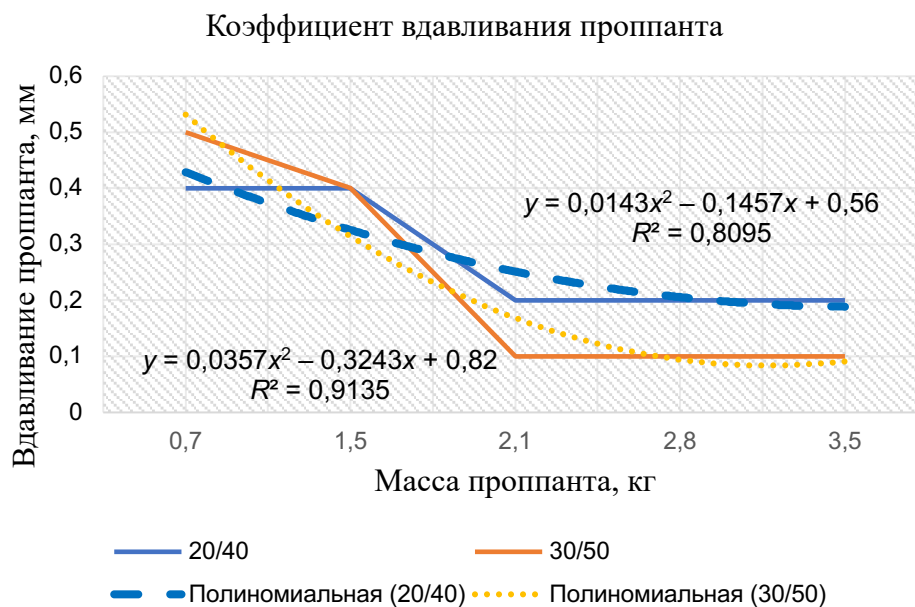


Рисунок 3.90 — График зависимости массы от вдавливания проппанта

Исходя из заданной массы проппанта, необходимо определить значение вдавливания по графику, например, при значении массы проппанта 1,5 кг для проппанта 30/50 вдавливание равняется 0,4 мм.

В рамках программного продукта опция вдавливания проппанта работает следующим образом — позволяет учесть потери эффективной ширины закрепленной трещины из-за вдавливания проппанта в стенки трещины и прочих предполагаемых эффектов, из-за которых достаточно малую ширину закрепленной трещины предлагается вообще не считать эффективной. При включении этой опции профиль закрепленного раскрытия будет меньше везде на заданную величину вдавливания, и, кроме того, закрепленное раскрытие трещины будет занулено везде, где площадная концентрация проппанта будет меньше заданной предельной величины. В моделях проницаемости и проводимости трещины это будет учитываться. Все геометрические параметры закрепленной трещины будут определяться уже после этой модификации карты закрепленного раскрытия [86].

При составлении модели гидравлического разрыва пласта без учета определенного ранее показателя модель профиля раскрытия ширины трещины выглядит следующим образом (Рисунок 3.91).

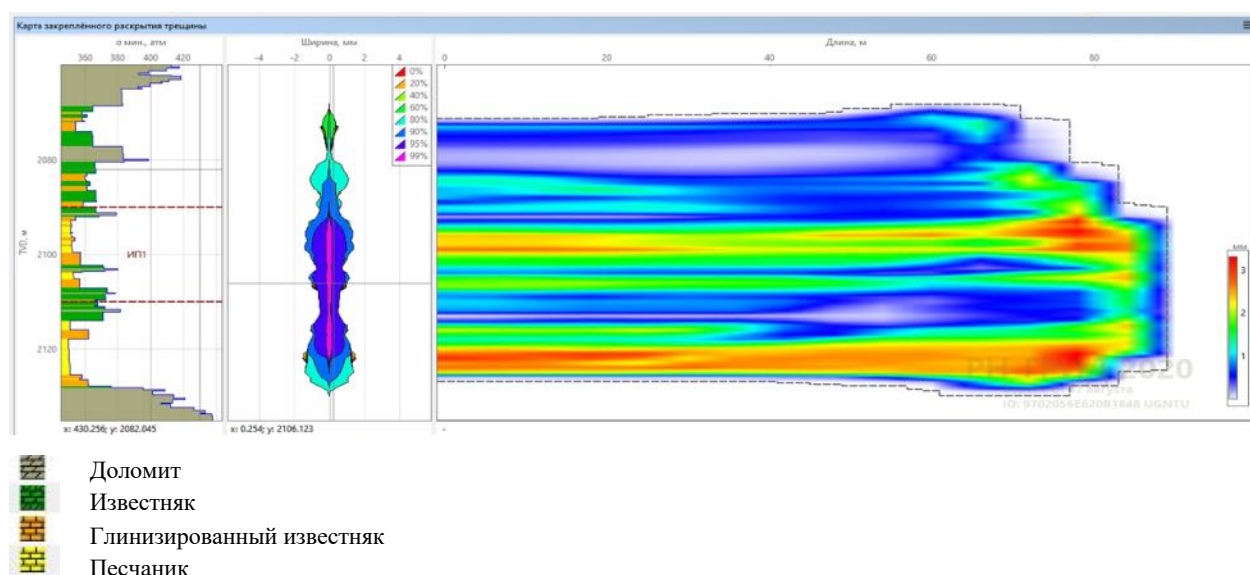


Рисунок 3.91 — Модель профиля закрепленного раскрытия трещины без учета показателя вдавливания проппанта

На рисунке 3.92 представлена модель профиля закрепленного раскрытия трещины, учитывающая показатель вдавливания проппанта.

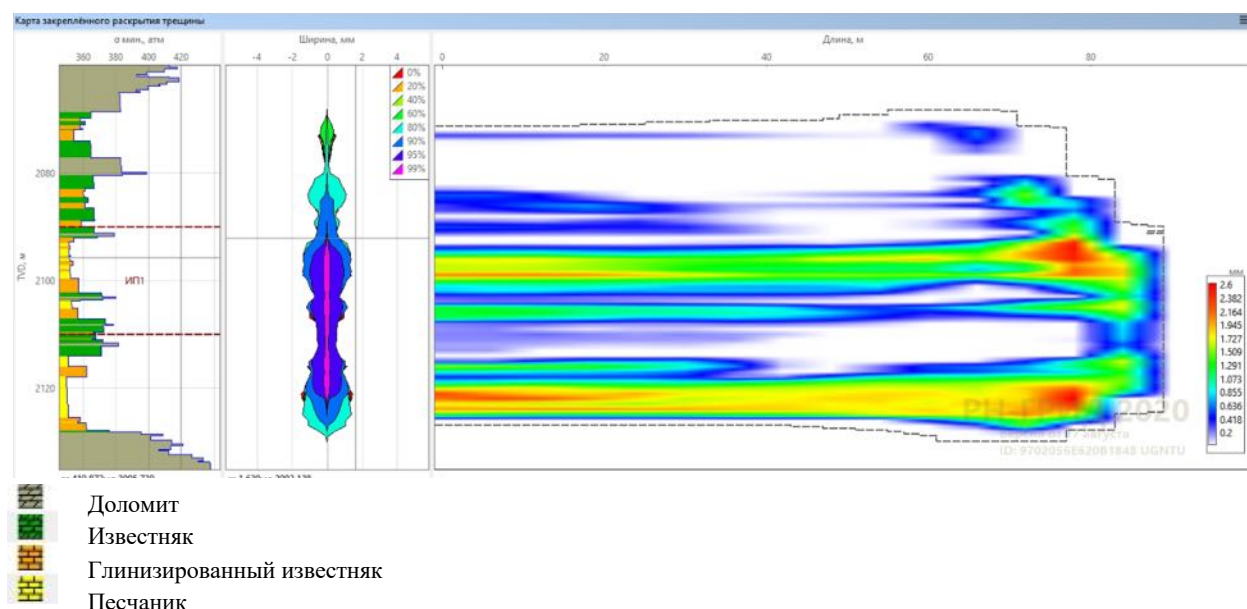
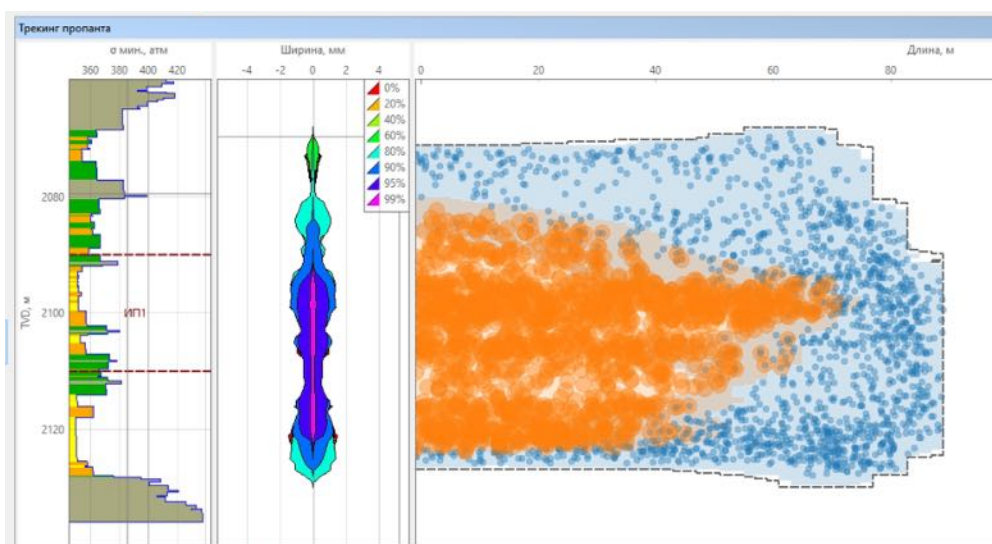


Рисунок 3.92 — Модель профиля закрепленного раскрытия трещины с учетом показателя вдавливания

Согласно рисунку 3.92, раскрытие трещины значительно снизилось до нулевых значений на определенных участках. В данном случае программный расчет работает некорректно, потому что на участках с низкими показателями раскрытия трещины пропант практически не фиксируется, соответственно, учитывать показатель вдавливания для таких участках неправильно. Расположение пропанта в трещине можно отследить на рисунке 3.93.



- Размерность пропанта 30/50
- Размерность пропанта 20/40

Рисунок 3.93 — Модель профиля трекинга пропанта

На рисунке 3.93 видно, что на краевых зонах проппант практически не сконцентрирован и не зафиксирован (размерность 30/50), в то время как в центральной части трещины прослеживается повышенная плотность проппанта. Это подтверждает, что учет показателя вдавливания расклинивающего материала для краевых зон не является корректным. В то время как он отражает действительную картину для основных участков трещин.

На рисунке 3.94 представлена модель профиля проводимости трещины. На ней присутствует большое количество красных зон (нулевых значений), которые показывают, что проводимость в трещине минимальна либо отсутствует совсем. Эти участки нецелесообразно использовать в расчетах.

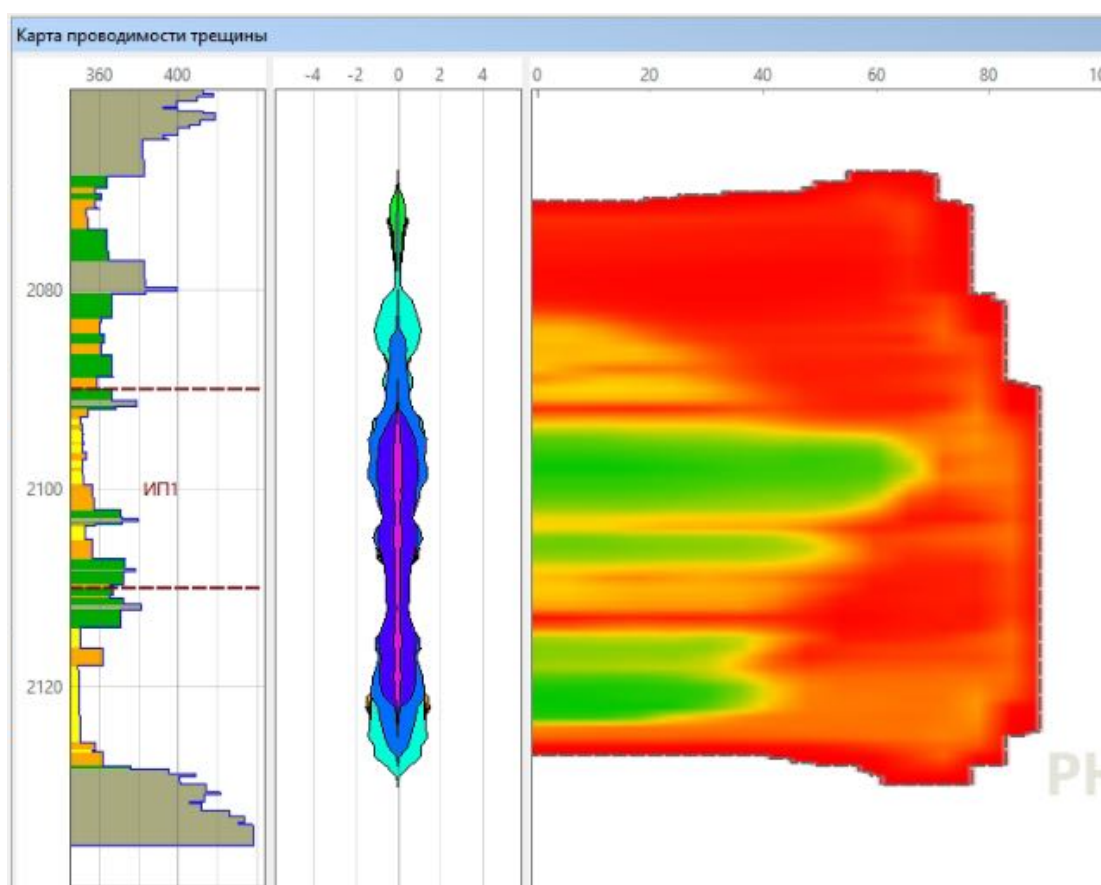


Рисунок 3.94 — Модель профиля проводимости трещины

По рисункам 3.91 и 3.92 прослеживаются изменения закрепленного раскрытия трещины для ее основных элементов. На основании этого становится возможным сделать вывод об эффективности трещины и заложить полученный расчет для дальнейшего геолого-промыслового моделирования получаемого притока углеводородов.

Далее на рисунках 3.95–3.100 рассмотрим изменение закрепленного раскрытия трещины в зависимости от величины показателя вдавливания пропантанта.

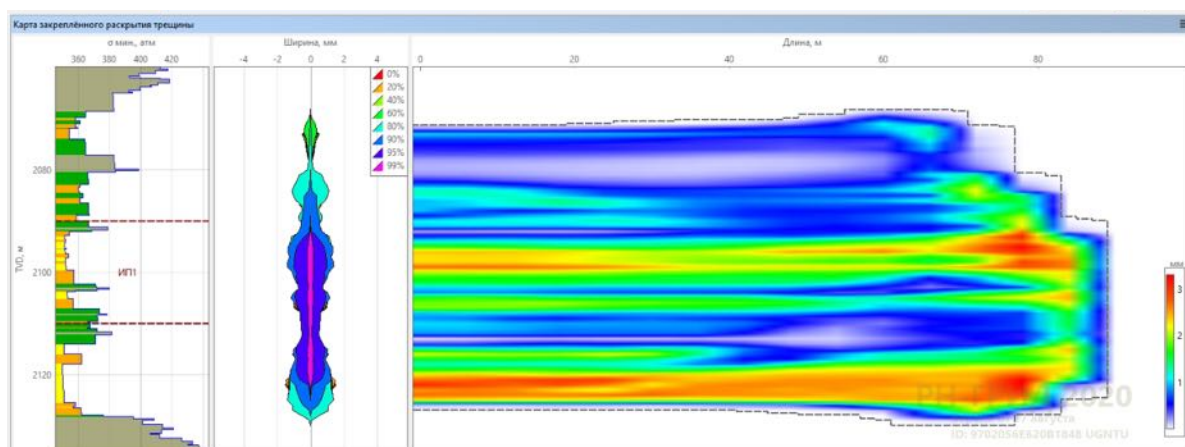


Рисунок 3.95 — Модель профиля закрепленного раскрытия трещины без учета показателя вдавливания пропантанта

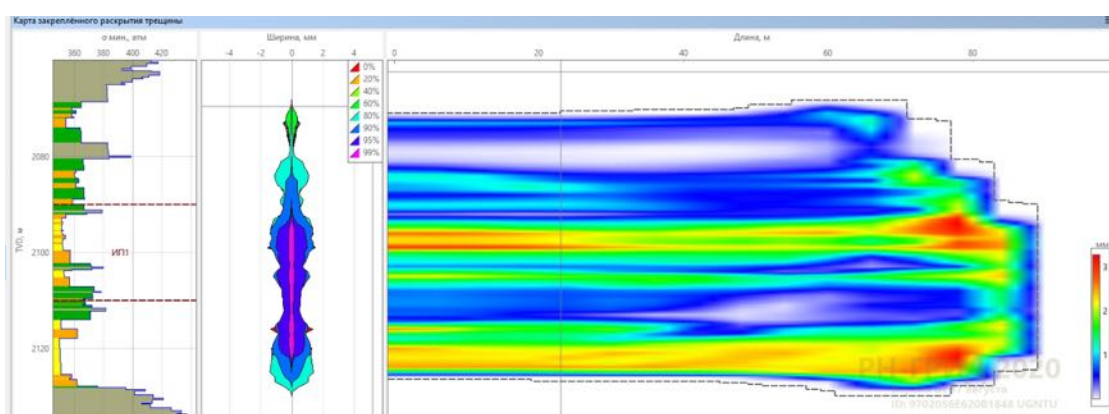


Рисунок 3.96 — Модель профиля закрепленного раскрытия трещины, используемый показатель 0,1 мм

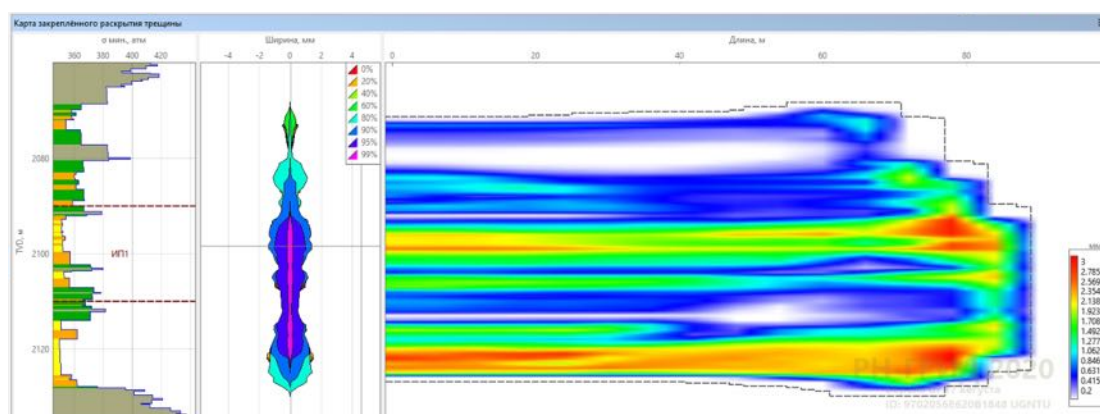


Рисунок 3.97 — Модель профиля закрепленного раскрытия трещины, используемый показатель 0,2 мм

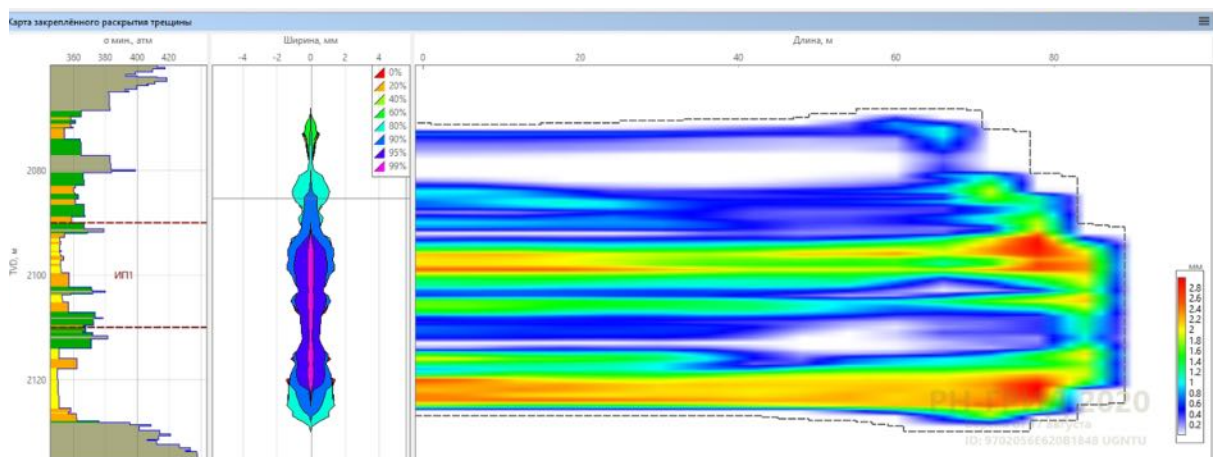


Рисунок 3.98 — Модель профиля закреплённого раскрытия трещины, используемый показатель 0,3 мм

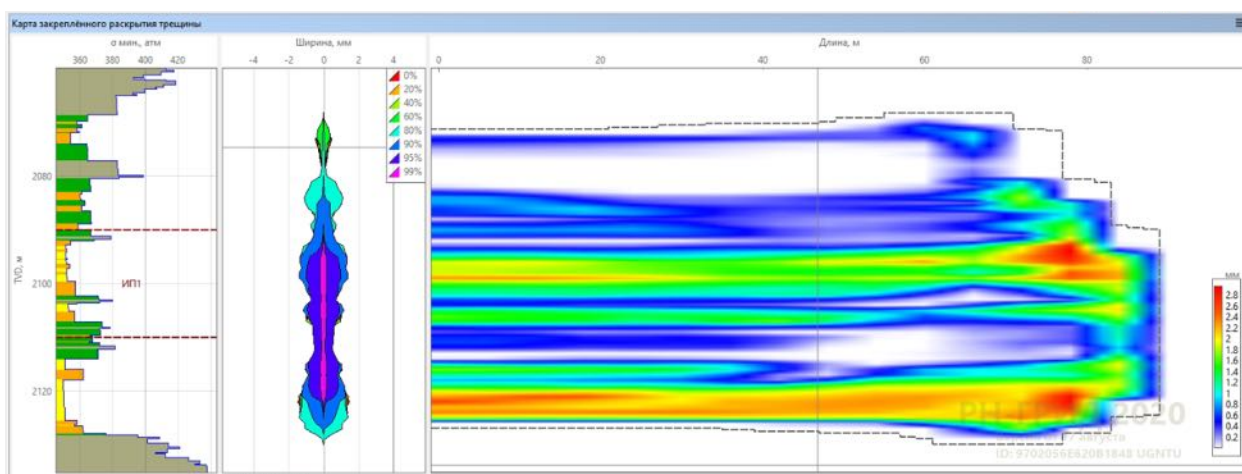


Рисунок 3.99 — Модель профиля закреплённого раскрытия трещины, используемый показатель 0,4 мм

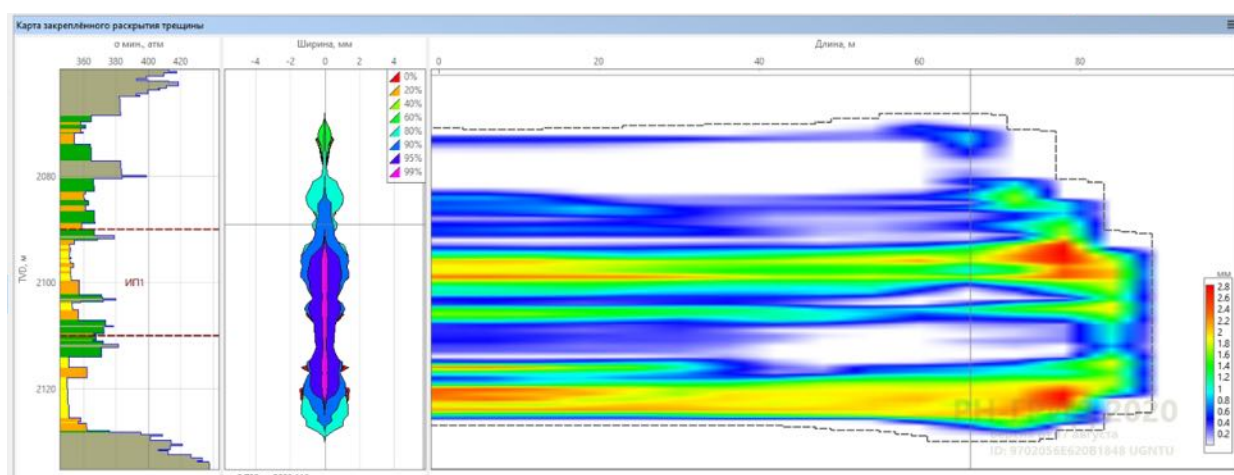


Рисунок 3.100 — Модель профиля закреплённого раскрытия трещины, используемый показатель 0,5 мм

При моделировании ГРП учет показателя вдавливания заложен для терригенного разреза пород в соответствии с интервалом перфорации.

Выводы по главе 3

1. Керновые материалы сложены известняками с высоким содержанием органического вещества, глинами (от серого до черного цвета). Породы плотные, крепкие, слоистые (переслаивание литологических разностей, подчеркнуто горизонтальной ориентировкой биокластов: тентакулиты, стилиолины, раковинный детрит, тентакулит, брахиопод).

2. Литологическое переслаивание пород доманикового комплекса подтверждается лабораторными методами: вдавливание происходит неравномерно в пределах одного образца.

3. На свежих сколах прослеживается наличие органического вещества, подтверждаемое резким запахом.

4. Вдавливание проппанта зависит от типа пород и размерности гранул. Так, для проппанта 20/40 вдавливание в чистых известняках составляет 0,2–0,4 мм, в известняках глинизированных — 0,23–0,45 мм, для органического вещества — 0,47 мм. Для проппанта 30/50 вдавливание в чистых известняках составляет 0,1–0,5 мм, в известняках глинизированных — 0,13–0,55 мм, для органического вещества — 0,47 мм.

5. Использование показателя вдавливания расклинивающего материала при составлении модели гидравлического разрыва пласта оказывает влияние на ширину раскрытия трещины.

6. Необходимость применения коэффициента определяется типом пород. Наиболее эффективно его использование для терригенных пород, менее — для карбонатных, ввиду их геологических особенностей (наличие системы пор, трещин).

7. На краевых участках трещины программное моделирование не отображает действительное значение. Необходимо доработать методологию применения коэффициента для краевых зон.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для терригенных пород использование в моделировании ГРП показателя вдавливания позволяет уточнить прогноз запускного дебита на 4,87 %. Для карбонатного разреза показатель вдавливания оказывает меньшее влияние ввиду собственной системы пор, трещин и каверн.

Одной из ключевых особенностей нефтематеринских пород доманикового комплекса является геологическое переслаивание. В этом случае необходимо определить доминирующую составляющую интервала перфорации и в случае, если терригенные породы превосходят карбонатные более чем на 60 %, использовать в моделировании поправочный показатель вдавливания расклинивающего материала.

Основными полученными выводами являются:

1. Определено, что иностранные технологии не оказали должного эффекта при применении ГРП на нефтематеринских породах России. Установлено, что «традиционный» подход к проведению ГРП не эффективен для ТРИЗ углеводородов.

2. Установлены лабораторные зависимости между составом породы и глубиной вдавливания проппанта для двух размерностей гранул. Для проппанта 20/40: в чистых известняках 0,2–0,4 мм, в известняках глинизированных 0,23–0,45 мм, в органическом веществе: 0,47 мм. Для проппанта 30/50: в чистых известняках — 0,1–0,5 мм, в известняках глинизированных — 0,13–0,55 мм, в органическом веществе — 0,47 мм.

3. Разработана методика для выполнения лабораторных исследований по определению глубины вдавливания. Первоначально по керновым образцам необходимо определить геомеханические свойства. Далее в соответствии с размерностью образца его помещают в твердосплавную обойму, на нем размещают проппант и под действием внешнего поршня оказывают воздействие. Ввиду того, что концентрация проппанта может варьироваться от стадии к стадии, необходимо проводить определение для наиболее применяемых концентраций проппанта: 0,7; 1,5; 2,1; 2,8; 3,5 кг в пересчете на площадь сечения образца. Помимо программного фиксирования глубины вдавливания необходимо дополнительно исследовать полученные образцы под микроскопом, чтобы увеличить точность соотношения вдавливания и типа породы.

4. Установлено, что при построении прогнозной модели ГРП, учитывающей показатель вдавливания, результативность операции увеличивается на 4,76 %. Это подтверждается построением модели ГРП с учетом и без учета показателя вдавливания с последующим фактическим проведением операции.

5. Оценка геометрии трещины (на этапе моделирования) с учетом вдавливания позволяет проводить оптимизацию модели ГРП для доманиковых отложений, а именно, подбирать такие параметры закачки (расходы жидкости разрыва, концентрацию и массу проппанта, объем буферной стадии), которые увеличат продолжительность трещины ГРП, а следовательно, и накопленный дебит.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ТРИЗ — трудноизвлекаемые запасы

ВАК — Высшая аттестационная комиссия

ОВ — органическое вещество

УВ — углеводороды

США — Соединенные Штаты Америки

CPCIF — Ассоциация нефтяной и химической промышленности Китая (China Petroleum and Chemical Industry Association)

ПАО — Публичное акционерное общество

НК — нефтяная компания

РФ — Российская Федерация

ГРП — гидравлический разрыв пласта

ГТМ — геолого-технологическое мероприятие.

НГБ — нефтегазоносный бассейн

КВД — кривая восстановления давления

ЭК — эксплуатационная колонна

МГРП — многостадийный гидравлический разрыв пласта

НГДУ — нефтегазодобывающее управление

ХМАО — Ханты-Мансийский автономный округ

ЯМАО — Ямало-Ненецкий автономный округ

НГБ — нефтегазоносный бассейн

ФЕС — фильтрационно-емкостные свойства

ГИС — геофизические исследования скважин

УЭС — удельное электрическое сопротивление

МЭР — месячный эксплуатационный рапорт

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Schenk, C. J. Natural gas production in the United States: National Assessment of Oil and Gas Series / C. J. Schenk, R. M. Pollastro // U.S. Geological Survey Fact Sheet FS-113-01.— 2001.— P.2.
2. Распоряжение «От утверждении методических рекомендаций по применению Классификаций запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477.
3. U.S. Energy Information Administration. «World Shale Resource Assessments» [Электронный ресурс]. Официальный сайт U.S Energy Information Administration, URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail> (дата обращения: 18.12.2022).
4. Stevens, S. H. China shale gas and shale oil resource evaluation and technical challenges / S. H. Stevens, K. D. Moodhe, V. A. Kuuskraa // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition.— OnePetro.— 2013.—P.1–14.
5. Прищепа О.М. Подходы к оценке доманиковых отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции как нетрадиционных источников углеводородов / А.А. Суханов, И.Р. Макарова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т.9. – №4.
6. Прищепа О.М. К обсуждению понятийной базы нетрадиционных источников нефти и газа – сланцевых толщ / О.Ю. Аверьянова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т.8. – №3.
7. Прищепа О.М. Комплексный способ количественной оценки ресурсов нефти и газа в зонах нефтегазонакопления // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. – №4.
8. Бекетов В.М. Модель образования и некоторые вопросы классификации осадков доманикового типа // Генетическая классификация нефтей, газов и рассеянного органического вещества пород. – 1981. – С. 72-85.
9. Бушнев Д.А. Органическое вещество ухтинского доманика // Доклады Академии Наук. Геохимия. – 2009. – Т.426. – №4. – С.516-519.
10. Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти // Наука. – 1986. – 115 с.
11. Гулари Ф.Г. Доманикиты и их нефтегазоносность // Сов. геология. – 1980. – № 11. – С. 3-12.
12. Пармузина Л.В. Классификации карбонатных пород / С.В. Кочетов // метод. указания. УГТУ. – 2010. – 14 с.

13. Суханов А.А. Методические подходы установления причин нарушения катагенетической зональности в доманикитах с целью повышения эффективности ГРП / И.Р. Макарова, С.С. Челышев // Геология и минеральные ресурсы. – 2014. – Т.3. – С. 145 – 148.
14. Суханов А.А. Сравнение результатов исследования органического вещества доманикоидных отложений различными методами в связи с диагностикой нефтегазоносности силурийских отложений Калининградской области / А.А. Отмас, И.Р. Макарова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т.7. – №3.
15. Суханов А.А. Комплекс современных методов изучения доманикоидных толщ и оценки их углеводородных ресурсов. / С.С. Челышев, И.Р. Макарова // Геология и минеральные ресурсы. – 2014. – Т. 3. – С. 145– 147.
16. Якуцени В.П. Нетрадиционные ресурсы углеводородов - резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России / Ю.Э. Петрова, А.А. Суханов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. - Т.4. - №1.
17. Салимов В.Г. О Критериях подбора скважин для гидроразрыва пласта / О.В. Салимов, А.В. Насыбуллин, Р.З. Сахабутдинов // Георесурсы. – 2017. – Т. 19. – № 4. Ч. 2. С. 368 – 373.
18. Салимов В.Г. Анализ опытно-промысловых работ по гидроразрыву пласта, кислотному гидроразрыву пласта и большеобъемной обработке призабойной зоны на мендымские, доманиковые и саргаевские отложения // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – № 9. – С. 86–92.
19. Борхович С.Ю. Гидроразрыв нефтяных пластов с низкими пластовыми давлениями / Ю.М. Афонина, А.В. Колода // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – № 11. – С. 48-51.
20. Ибатуллин Р.Р. Влияние твердости карбонатных пород на эффективность кислотного гидроразрыва пластов / А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Фундаментальные проблемы разработки месторождений нефти и газа: тез. докл. Всерос. конф. Москва. – 2011. – С. 73-74.
21. Пичугин О.Н. Методика выбора скважин для проведения ГРП на основе применения интеллектуальных систем анализа и прогнозирования. Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: материалы II Межд. науч. симп. Москва. – 2009. – Т. 2. – С. 244-250.
22. Галиуллин М.М. Методика выбора скважин-кандидатов для интенсификации добычи с использованием математического аппарата нечеткой логики / П.В. Зимин, В.В. Васильев // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 120-123.

23. Серебренников И.В. Особенности подбора скважин-кандидатов для проведения гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 74-76.
24. Соловьева В.Н. Необходимый дополнительный критерий выбора объекта для проведения ГРП / А.Г. Усольцев, И.Б. Соловьев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2009. № 6. С. 26-29, 45.
25. Баренблатт Г.И. Механика сплошной среды / С.А. Христианович // Издательство «Наука». 1981. С. 384 – 408.
26. Баренблатт Г.И. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа / В.М. Ентов, В.М. Рыжик // Издательство «Недра». – 1972.
27. Христианович С.А. Исследования механизма гидравлического разрыва пласта // Институт геологии и разработки горючих ископаемых. –1960. С. 159–165.
28. Садыков А.М. Метод инициации и развития трещины для высокорасходных ГРП в нефтематеринских коллекторах / А.М. Хазиев, С.Э. Сыпченко, В.И. Фазлутдинов, М.И. Ишбулатов, А.А. Гаязов, И.Ф. Галлямов // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. №7. С. 96 – 101.
29. Ахтямов А.А. Корпоративный симулятор гидроразрыва пласта РНГРИД: от программной реализации к промышленному внедрению / Г.А. Макеев, К.Н. Байдюков // Нефтеное хозяйство. – 2018. – №5. – С. 94 – 97.
30. Копытов А.Г. Особенности проведения гидроразрыва пласта в отложениях с трудноизвлекаемыми запасами / С.В. Левкович, Н.В. Назарова, И.А. Ковалев, Н.М. Паклинов // Наука. Инновации. Технологии – 2022. №4. С. 231 – 248.
31. Андреев В. Е. Перспективы применения гидроразрыва пласта для интенсификации отбора запасов нефти и увеличения нефтеотдачи / Д.А. Баталов, Г.С. Дубинский, В.В. Мухаметшин // Энергоэффективность. Проблемы и решения: XV Международная научно-практическая конференция Башкортостан. – 2015. – С. 109 – 110.
32. Грачев С. И. Оценка прироста дренируемых запасов нефти по скважинам при гидроразрыве пласта / А.Г. Копытов, К.В. Коровин // Известия высших учебных заведений Нефть и газ. –2005. – № 2. – С. 41–46.
33. Мараков Д.А. Опыт разработки нефтегазовых месторождений с применением гидроразрыва пласта / Е.И. Краснова, В.В. Инякин // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т.10 – № 5. – С. 117–119.
34. Паняк С.Г. Гидроразрыв пласта – эффективный метод доизвлечения запасов нефти и газа / А.А. Аскеров, Т.Ю. Юсифов // Известия высших учебных заведений Нефть и газ. – 2011. – № 5. – С 56 – 59.

35. Репник А.А. Влияние хрупкости и пластичности сланцевых формаций на эффективность гидроразрыва пласта / В.А. Бочкарев // Нефтепромысловое дело. – 2016. – №. 6. – С. 26 – 35.
36. Яркиева Н.Р. Применение гидроразрыва пласта для интенсификации притока нефти в скважинах / А.М. Хазиев // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – С. 30–36.
37. Technology 101: EOR Methods for Shale and Tight Formations [Электронный ресурс] Официальный сайт SPE, URL: <https://search.spe.org/i2kweb/SPE/doc/speorg:44729CFA/> (дата обращения: 01.2019).
38. Zou Caineng. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations / Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao // Acta Petrolei Sinica, 2012. — P.173–187.
39. Xin-Shun Zhang. Classification and characteristics of tight oil plays / Xin-Shun Zhang, Hong-Jun Wang, Feng Ma, Xiang-Can Sun, Yan Zhang, Zhi-Hui Song // — 2016.— P. 18–33.
40. Забродин Д.П. Обновленная классикация SPE-PRMS // Глобальное недропользование. – 2019. С. 14 – 21.
41. Caineng Zou. Unconventional Petroleum Geology / Research Institute of Petroleum Exploration and Development People's Republic of China // — 2017;
42. U.S. Energy Information Administration. «World Shale Resource Assessments» [Электронный ресурс]. Официальный сайт U.S Energy Information Administration, URL: <https://www.eia.Gov/todayinenergy/detail> (дата обращения: 10.01.2025).
43. US oil output poised to set yet another record in 2019. [Электронный ресурс] URL:<https://oilnow.gy/featured/us-oil-output-poised-to-set-yet-another-record-in-2019-rystad-energy> (дата обращения: 15.07.2024).
44. US Crude Oil Field Production, 2019. [Электронный ресурс] URL: <https://www.eia.gov> (дата обращения: 18.06.2023).
45. China Petroleum and Chemical Industry Association, [Электронный ресурс] URL <http://www.cpcif.org.cn/cpcif/> (дата обращения: 18.01.2023).
46. Нефтяной опыт Китая для изучения ТрИЗ, [Электронный ресурс] URL <https://neftegaz.ru/news/gas> (дата обращения: 19.01.2023).
47. Beckwith, R. The tantalizing promise of oil shale / R. Beckwith, S. Writter // Unconventional petroleum geology / C. Zou.— Elsevier, 2017. — P.33.
48. Добыча нефти и газа в Китае, [Электронный ресурс] URL <https://www.tadviser.ru/index.php> (дата обращения: 21.01.2023).
49. United States: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.—2013. [Электронный ресурс] URL:

http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshlegas/pdf.chaptersviii_xiii.pdf (дата обращения: 20.02.2023).

50. Глобальная энергия, [Электронный ресурс] URL <https://globalenergyprize.org/ru/2023/11/21> (дата обращения: 03.03.2023).

51. ProFinance, [Электронный ресурс] URL <https://www.profinance.ru/news2/2024/10/23> (дата обращения: 15.03.2023).

52. Министерство энергетики РФ, [Электронный ресурс] <https://minenergo.gov.ru/?ysclid=m31o5zh9nh830362753> (дата обращения: 20.01.2024).

53. Кашапов, Д. В. Эволюция развития технологий многостадийного гидроразрыва пласта на сланцевых объектах США / Д. В. Кашапов, А. Э. Федоров, А. В. Сергейчев, Ю. В. Зейгман // Нефтегазовое дело.— 2021.— Т. 19, № 5.— С. 53–66.

54. Огнева, А. С. Эволюция развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти США / А. С. Огнева, М. С. Антонов, Е. Ф. Смолянец, А. В. Сергейчев, А. Э. Федоров // Нефтегазовое дело.—2020.— № 2.— С. 24–37.

55. Кудряшов, С. И. Гидроразрыв пласта как способ разработки низкопроницаемых коллекторов / С. И. Кудряшов, С. И. Бачин, И. С. Афанасьев, А. Р. Латынов, А. В. Свешников, Т. С. Усманов, А. Г. Пасынков, А. Н. Никитин // Нефтяное хозяйство, 2005, март. С. 80.

56. Меликбеков, А. С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта / А. С. Меликбеков.— М.: Недра, 1967.— С. 141.

57. Гладков, Е.А. Результаты испытаний новых технологий на баженовской свите/ Е.А. Гладков, Е.Г. Карпова, Н.Э. Пулькина, Е.Е. Гладкова // Нефтяное хозяйство. — 2017.— С. 94–98.

58. Гладков, Е. А. Предварительные результаты испытания новых технологий добычи нефти из отложений баженовской свиты / Е. А. Гладков // Территория нефтегаз.— 2017.— № 7–8.— С. 50–56.

59. Глухманчук, Е. Д. Баженовская нефть — «сланцевый технологии» и отечественный опыт добычи / Е. Д. Глухманчук, В. В. Крупицкий, А. В. Леонтьевский // Науки о земле, сервис и импортозамещение, 2015, — С. 32–37.

60. Schmoker, J. W. A resource evaluation of the Bakken Formation / J. W. Schmoker (Upper Devonian and Lower Mississippian) continuous oil accumulation, Williston Basin, North Dakota and Montana: The Mountain Geologist.— 1996.— V. 33, № 4.— P. 95–104.

61. Илеменова, О. Д. Доманиковый горизонт как источник углеводородов // Изучение, охрана и рациональное использование природных ресурсов.— Уфа: Изд. БФАН СССР, 1985.— С. 176–177.
62. Информационная статья от предприятия. РуссНефть получила дебит в 100 т/сут нефти из баженовских отложений с использованием технологии Slickwater // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU, 2017. [Электронный ресурс] URL <https://neftegaz.ru/news/dobycha/208235-russneft-poluchila-debit-v-100-t-sutki-nefti-iz-bazhenovskikh-otlozheniy-s-ispolzovaniem-tekhnologii/> (дата обращения: 15.08.2023).
63. Хусаинов, Р. Ф. Разработка залежей «низкопроницаемых доманиковых коллекторов с применением массивованного гидроразрыва пластов на примере НГДУ «Альметьевнефть» / Р. Ф. Хусаинов, Н. А. Назимов, Н. Ф. Гумаров, Б. Г. Ганиев, М. В. Швыденко, Р. Ш. Абсалямов // Георесурсы. — 2015.— 4(63), Т. 2.— С. 14–17.
64. Зубков, М. Ю. Типы коллекторов в бажено-абалаканском комплексе Западной Сибири и их генезис / Науки о Земле и смежные экологические науки. — 2019.— № 4.— С. 59–78.
65. Максимов, С. П. Нефтяные и газовые месторождения СССР: в двух томах / С. П. Максимов.— Недра.— 1987.— Т. 1.— С. 42, 57, 105, 210.
66. Лобусев, А. В. Баженовская свита — дополнительный источник углеводородного сырья в Западной Сибири / А. В. Лобусев, М. А. Лобусев, Ю. А. Вертиевец, Л. С. Кулик // Территория нефтегаз. — 2011.— № 3.— С. 28–32.
67. Вассоевич, Н. Б. Происхождение нефти / Н. Б. Вассоевич // Вестник Московского университета. Сер. геол.— 1975.— № 5.— С. 3–23.
68. Баженова, Т. К. Генетические аспекты отдельного прогноза нефте-газоносности бассейнов древних платформ / Т. К. Баженова // Теория и практика нефтегеологического прогноза.— СПб.: ВНИГРИ, 2008.— С. 123–150.
69. Батурин, В. П. О нефтепроизводящих отложениях в разрезах древнего палеозоя Южного Урала / В. П. Батурин.— М.: АН СССР, 1939.— 60 с.
70. Язьков, А. В. Методические и технологические вызовы при освоении месторождений севера Западной Сибири: добыча и обустройство / А. В. Язьков, Ю. Н. Долгих, А. А. Куркин, А. З. Насибуллин, Л. М. Кадочникова, Я. В. Кузнецова, П. И. Елисеев, П. А. Кудрин, М. С. Григорьев // Экспозиция нефть газ.— 2019.— № 5(72) .— С. 3–6.
71. Панарин, А. Т. Российская нефть баженом прирастать станет / А. Т. Панарин, А. В. Фомин // Георесурсы, 2016.— № 4, Ч. 2.— С. 325–330.
72. Гурари, Ф. Г. Доманикиты и их нефтегазоносность / Ф. Г. Гурари // Советская геология.— 1981.— № 11.— С. 3–12.

73. Тахаусов, А. А. Изучение литологических особенностей доманиковых отложений Первомайского месторождения / А. А. Тахаусов, А. А. Титов // Георесурсы.— 2018.— Т. 20, № 4.— С. 324–330.
74. М. Р. Дулкарнаев, Ю. А. Котенев, Ш. Х. Султанов, Р. У. Рабаев, Д. Ю. Чудинова, А. Ю. Котенев. Методическое обоснование выработки залежей нефти в неоднородных сильно расчлененных пластах: учеб. пособие / М. Р. Дулкарнаев, Ю. А. Котенев, Ш. Х. Султанов, Р. У. Рабаев, Д. Ю. Чудинова, А. Ю. Котенев.— Уфа: УГНТУ, 2020.— С. 46–49.
75. Илеменова О. Д. Значение тектонического фактора при оценке перспектив нефтеносности отложений доманиковой формации в Башкирии / О. Д. Илеменова // Труды Башнипинефть.— Уфа, 1992.— Вып. 85.— С. 90–96.
76. Султанов, Ш. Х. Комплексный подход к разработке крупных нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / Ш. Х. Султанов, В.Е. Андреев // Нефтегазопромысловое дело.— 2009. — № 3. — С. 13–16.
77. Масагутов Р.Х. Комплексное геолого-геохимическое изучение доманиковых отложений волго-уральской нефтегазоносной провинции (на примере башкортостана) / Р.Х. Масагутов, В.Н. Минкаев, О.Д. Илеменова // ОАО АНК «Башнефть», ООО «БашНИПИнефть».— 2017.
78. Масагутов Р.Х. Геология и геохимия доманиковых фаций юго-востока Волго-Уральской провинции (на примере Башкирского Приуралья) / Р.Х. Масагутов, В.Н. Минкаев, О.Д. Илеменова // ГАУН РБ «Башкирская энциклопедия».— 2019.
79. Лозин Е.В. Атлас нефтяных и газовых месторождений, разрабатываемых ПАО АНК «Башнефть» // Уфа, БашНИПИнефть – 2015.
80. Максимов С.П. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / С.П. Максимов, В.А. Киров, В.А. Клубов, С.К. Нечитайло, В.В. Петропавловский и др. // Москва, Недра. — 1970.
81. Баймухаметов К.С. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана / К.С. Баймухаметов, П.Ф. Викторов, К.Х. Гайнуллин, А.Ш. Сыртланов // Уфа, РИЦ АНК «Башнефть».— 1997.
82. Федосеев С.Н. Методы определения твердости / С.Н. Федосеев, А.А. Сапрыкин // Методические указания к выполнению лабораторной работы, Томский политехнический университет.— Томск. — 2012.
83. Нуриев А.А. Оценка влияния свойств пород на эффективность гидравлического разрыва пласта в отложениях доманикового возраста / А.А. Нуриев, Н.В. Шабрин, Ш.Х. Султанов, А.Н. Халиков, А.П. Стабинкас // Нефть. Газ. Новации. 5 выпуск.— 2022.— С. 65–69.

84. Нуриев А.А. Экспериментальное исследование проводимости трещины ГРП при добыче сланцевой нефти / А.А. Нуриев, В.М. Чиликин, Ян Ин, Чэнь Хуань, Вэй Цзянгуан, Чжоу Цяофэн // Нефтегазовое дело.— 2024. № 22.— С. 26–36.

85. Нуриев А.А. Применение показателя вдавливания проппанта в дизайне гидравлического разрыва пласта для нефтематеринских пород / А.А. Нуриев, Ш.Х. Султанов // Науки о земле и недропользование. .— 2022. № 5.— С. 305–312.

86. Нуриев А.А. Дополненные результаты лабораторных исследований по определению вдавливания расклинивающего материала для нефтематеринских пород доманикового комплекса / А.А. Нуриев, Ш.Х. Султанов, Т.Ф. Манапов, Е.А. Машкова // Нефть. Газ. Новации. 12 выпуск.— 2022.— С. 58–63.