

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Уфа – 2025

Работа выполнена на кафедре «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель: **Султанов Шамиль Ханифович**
доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Салимов Олег Вячеславович**
Доктор технических наук,
ООО «Тюменский нефтяной научный
центр» / управление по развитию систем
проектирования, менеджер

Зиновьев Алексей Михайлович
Кандидат технических наук, доцент,
ФГБОУ ВО «Самарский государственный
технический университет» / кафедра
«Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений», доцент

Ведущая организация Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Югорский Государственный
Университет» (г. Ханты-Мансийск)

Защита диссертации состоится «11» сентября 2025 года в 14:00 часов на заседании диссертационного совета 24.2.428.06, созданного на базе ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г Уфа, ул. Космонавтов, д.1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте <http://www.rusoil.net>.

Автореферат диссертации разослан « » _____ 2025 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Павлова Зухра Хасановна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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. Гиртс, 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, СПбГУ, 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 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 119 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».

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** раскрыта актуальность темы, определены цель и основные задачи, изложена научная новизна и практическая значимость работы, сформулированы основные защищаемые положения.

В **первой главе** представлена классификация нетрадиционных нефтей и залежей, рассмотрены результаты исследований особенностей их геологического строения и методов разработки, а также результаты анализа мирового (включая США, Китай, Аргентину и Россию) опыта изучения и эксплуатации сланцевых формаций. Проведена оценка долей мировых запасов трудноизвлекаемых запасов нефти (Рисунок 1).

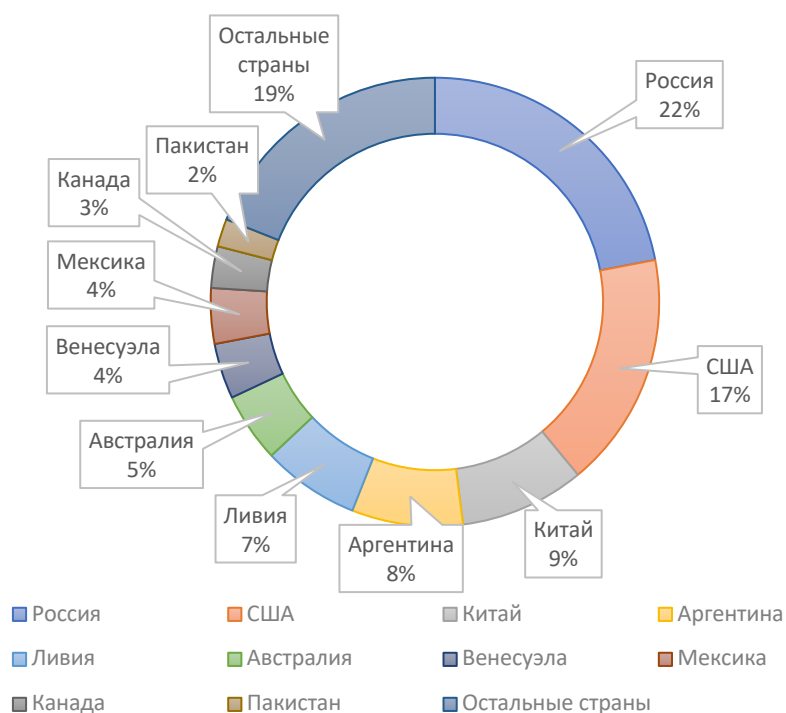


Рисунок 1 — Доли мировых трудноизвлекаемых запасов нефти

Рассмотрены опытно-промышленные испытания гидравлического разрыва пласта, проведенного на залежах нефтематеринских пород на территории Российской Федерации (РФ). Указаны иностранные месторождения-аналоги со схожими геологическими условиями и рассмотрены результаты апробации аналогичных методик на территории РФ: в 50 % случаев достигается прогнозируемый эффект от ГРП. Отмечается, что

для повышения результативности геолого-технических мероприятий на нефтематеринских породах, необходимо углубленное изучение геологических свойств пород и адаптация модели гидравлического разрыва пласта для трудноизвлекаемых запасов нефти Российской Федерации.

Далее приводится геологическая характеристика нефтематеринских комплексов, расположенных на территории Западно-Сибирского и Тимано-Печорского нефтегазоносных бассейнов (НГБ). К территории Западно-Сибирского НГБ приурочены пласты нефтематеринских отложений баженовского комплекса. Они распространяются в центральной части бассейна и залегают на глубине порядка 1500–3000 м. Эффективная толщина пород находится в пределах от 10–12 до 35–40 м, в определенных участках достигает 60 м. К Тимано-Печорскому НГБ приурочены пласты доманиковой свиты, которые простираются преимущественно вдоль Уральской складчатой области. Их общая протяженность достигает 1000 км при ширине 250–300 км. Толщина изменяется в пределах от 15–70 до 130 м. Далее углубленно рассмотрены геологические характеристики пластов доманиковой свиты, располагающихся на территории Республики Башкортостан. Коллектор доманикитов преимущественно выражен органогенными и зернистыми известняками, реже встречаются другие карбонатные породы. Порово-трещинные и каверно-порово-трещинные являются преобладающими типами коллекторов. Породы характеризуются низким коэффициентом пористости от 0,2 % до 4 % и низким коэффициентом проницаемости от 0,001 мкм² до 0,062 мкм². В зависимости от площади распространения толщина доманиковых отложений составляет от 10 до 45 м.

Во второй главе рассмотрена геолого-промысловая характеристика объектов исследования. Кушнаренковское и Сергеевское месторождения приурочены к сложным тектоническим структурам Волго-Уральской провинции. Объекты характеризуются низкой проницаемостью коллекторов, наличием трудноизвлекаемых запасов углеводородов в доманиковых и терригенных отложениях верхнего девона, высокой обводненностью и необходимостью применения гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи. Доманиковый горизонт является продуктивным и представленный пористо-трещинноватыми известняками и доломитами. В

породах прослеживаются многочисленные нефтепроявления и повышенная битумизованность.

Основными объектами разработки Кушнаренковского месторождения являются пласты C1rd-bb и D3tm+D3ps, на долю которых приходится 15% и 85% геологических запасов углеводородов соответственно. Текущий коэффициент извлечения нефти составляет 33%, а годовая добыча достигает 15,1 тысячи тонн при высокой обводненности — 74,1%. Для поддержания добычи закачивающие скважины компенсируют 98,9% жидкости. С 2014 года объемы добычи снижаются из-за истощения запасов и роста обводненности. Для Сергеевского месторождения основным объектом разработки являются девонские терригенные отложения (пласты Dкн, DI, DII, DIV) на которые приходится 89,5% геологических запасов и 74,3% годовой добычи. Обводненность добываемой жидкости варьируется в зависимости от истощения запасов в разных зонах месторождения от 81,3% до 84,3% соответственно.

На Кушнаренковском и Сергеевском месторождениях проведены опытно-промышленные испытания технологий гидравлического разрыва пласта (ГРП) в доманиковых отложениях верхнего девона. В процессе ГРП по двум скважинам зафиксирован устойчивый рост пластового давления, что указывает на сложные фильтрационно-емкостные свойства коллектор

Плановые показатели эффективности ГРП не достигнуты, однако на скважине Сергеевского площади получен дебит нефти 20,97 т/сут, свидетельствующий о потенциале дальнейших исследований. Литологический анализ продуктивного интервала выявил преобладание карбонатных пород, преимущественно доломитов с прослоями известняков. Основной причиной отклонения от технологических целей явился недостаточный уровень геологической изученности объектов. Необходимо учитывать большее количество факторов и критериев при составлении модели, чем для стандартного случая с традиционными запасами нефти. 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.

В третьей главе представлены результаты лабораторных исследований по определению показателя вдавливания проппанта для нефтематеринских пород. В модели ГРП показатель вдавливания и прогнозируемый дебит нефти скважины находятся в обратной зависимости: при увеличении вдавливания снижается дебит скважины. Точная оценка дебита позволяет уменьшать риски при проведении работ, а также наиболее достоверно определять ширину трещины ГРП, оказывающую непосредственное влияние на фильтрационные характеристики пласта.

Для лабораторного определения показателя вдавливания проппанта было выбрано семь опорных скважин с различными интервалами отбора кернового материала (Таблица 1).

Таблица 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	

По своему составу керновый материал образцов скважин схож и преимущественно сложен известняками с высоким содержанием органического вещества (ОВ). Ярко выражен запах ОВ на свежем сколе. Известняки от темно-серого до черного цвета. Кремнисто-карбонатные. Переслаивание литологических разностей подчеркнуто горизонтальной ориентировкой биокластов. Биокласты: тентакулиты, стилиолины.

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

Проппант располагался между двумя образцами кернового материала одного интервала. Давление на образец оказывалось с использованием

внешнего поршня диаметром 30 мм, который под действием пресса входил в обойму. За опорное давление было принято давление схлопывания трещины для данного региона и равное 21,47 кН.

При проведении исследований использовались образцы с различными интервалами отбора, значения вдавливания фиксировались и визуализировались в специализированном программном продукте (Рисунок 2).

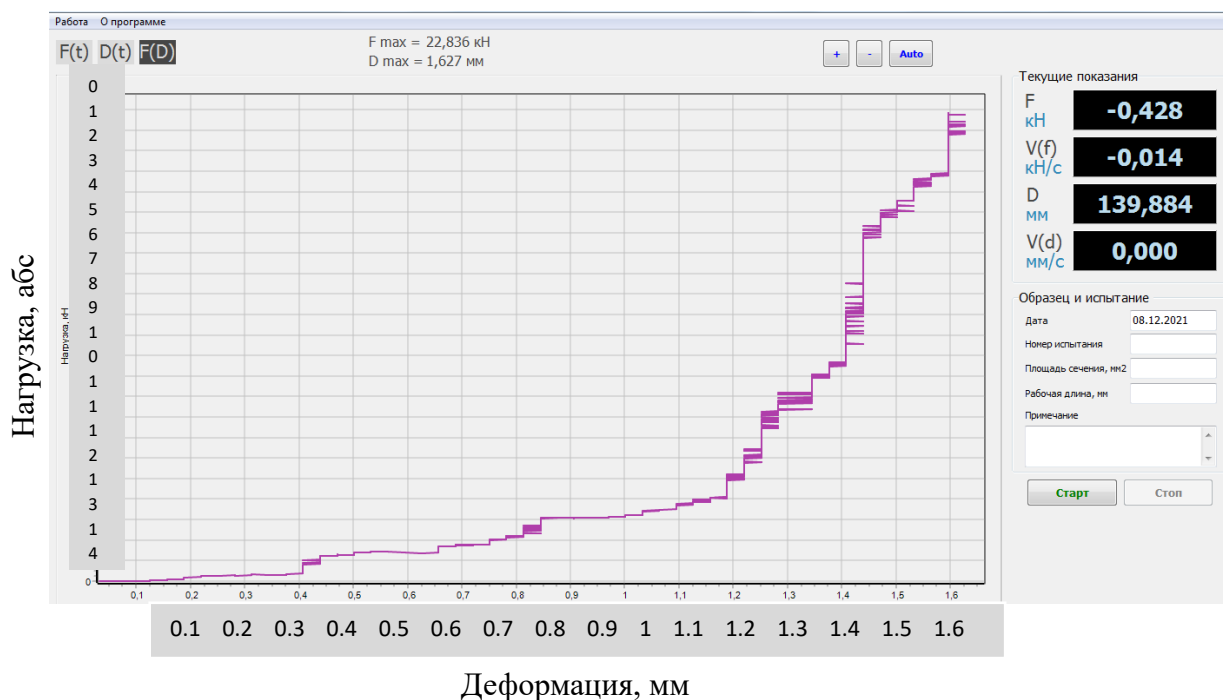


Рисунок 2 — График зависимости деформации кернового образца от оказываемой нагрузки

Исследования подтвердили специфику состава пород: переслаивание литологических разностей, изменчивость физических характеристик, наличие органического вещества.

Установлено, что литологическая неоднородность обусловлена чередованием карбонатных и кремнисто-карбонатных литотипов, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства коллеткора.

Выявленное высокое содержание органического вещества коррелирует с повышенной битуминозностью, что подтверждает нефтематеринский потенциал доманиковых отложений (Рисунок 3).

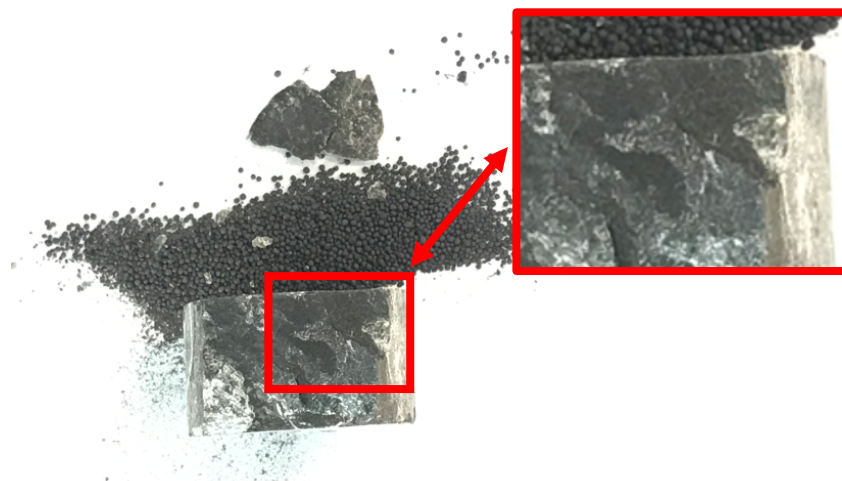


Рисунок 3 — Вертикальный скол образца в результате эксперимента, заполненный органическим веществом

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

На Рисунке 4 приведен образец скважины № 811 после проведения вдавливания проппанта размерностью 20/40, оказываемым давлением 21,45 кН и массой проппанта 1,5 г. 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.

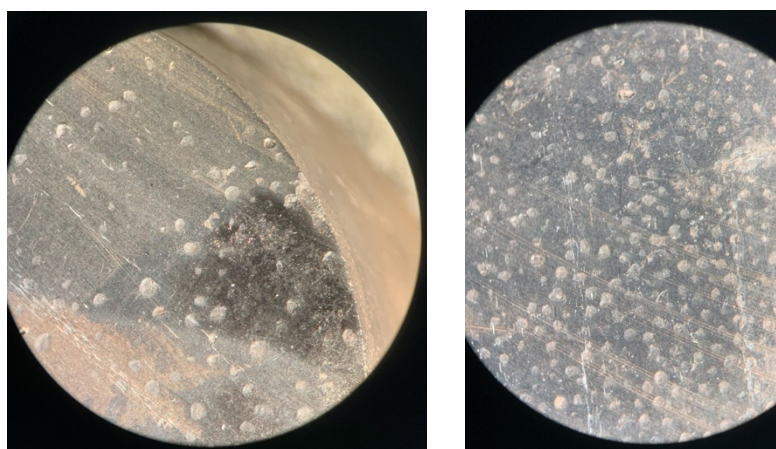


Рисунок 4 — Керн скважины № 811 под микроскопом, $\times 5$ увеличение

Для числового определения вдавливания использовалось $\times 20$ увеличение. Примеры скважины № 101 с различными интервалами отбора образцов приведены на Рисунке 5.

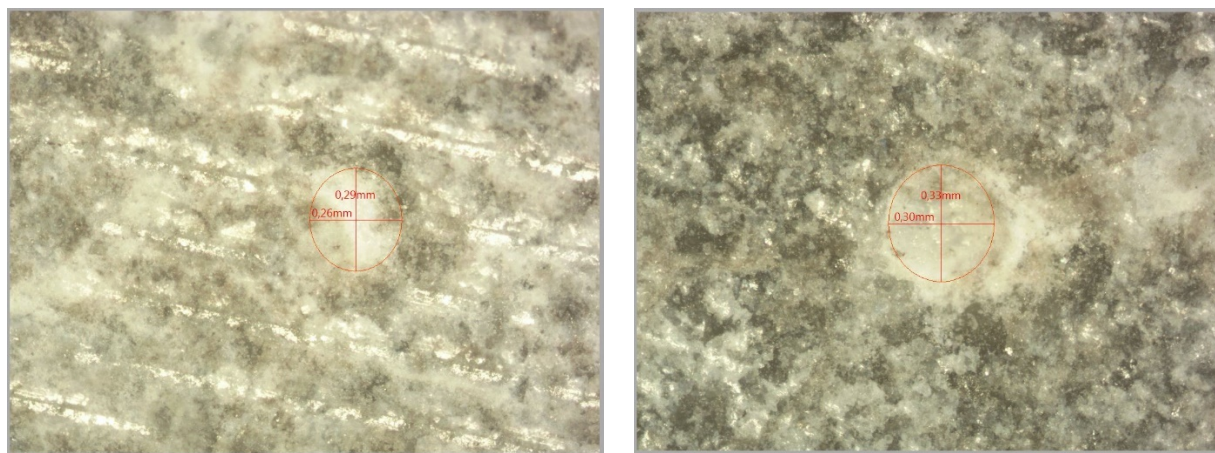


Рисунок 5 — Керн скважины № 101 под микроскопом, $\times 20$ увеличение

На основании лабораторных и микроскопических исследований получены геологические зависимости между составом пород и глубиной вдавливания проппанта. Так 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. Обобщенные данные представлены в Таблице 2.

Таблица 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
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

В главе приводятся результаты расчета модели гидравлического разрыва пласта. Объектом исследования является скважина № 49СЕР Сергеевского месторождения.

Скважина № 49СЕР эксплуатировалась с 1969 по 1987 гг, с 1988 г. была законсервирована по причине высокой обводненности продукции (более 95 %). Перфорационные работы были выполнены с охватом всей мощности продуктивного пласта, что обусловлено сложными геологическими особенностями исследуемого объекта, заключающимися в выраженном переслаивании пород различного литологического состава. Такая структура пласта создаёт предпосылки для формирования неоднородной проницаемости, что, в свою очередь, может ограничивать эффективность миграции углеводородов при недостаточном охвате интервала перфорации. При сокращении интервала перфорации существует риск формирования недостаточного количества трещин в породе, что не обеспечивает создание взаимосвязанной сети каналов, необходимых для эффективного движения углеводородов к добывающим скважинам. Поэтому полное охватывание всей мощности пласта на этапе перфорации является ключевым условием для обеспечения равномерного распределения трещин и формирования устойчивой системы каналов миграции углеводородов. (Рисунок 6).

Геомеханическая модель подобрана на основе ранее исследованных скважин по соседним объектам. По скважине № 49СЕР не производили специальные замеры геомеханических параметров.

Модель профиля раскрытия трещины, построенная без учета показателя вдавливания проппанта, представлена на Рисунке 8. На нем прослеживается, что центральная часть карты показывает зону с максимальной шириной раскрытия трещины. Она постепенно уменьшается по мере удаления от центральной области к краям. Это указывает на постепенное затухание раскрытия трещины с увеличением расстояния от точки воздействия. Прогнозируемая трещина имеет значительную протяженность (порядка 60–80 метров), что демонстрирует эффективность воздействия. Однако ближе к краям её раскрытие становится минимальным. Модель (Рисунок 7) отражает, что раскрытие трещины неоднородно по вертикали. Можно заметить участки с разной степенью раскрытия, что связано с литологическими и

геомеханическими характеристиками пласта. Это подтверждает необходимость корректной оценки геологического разреза перед ГРП.

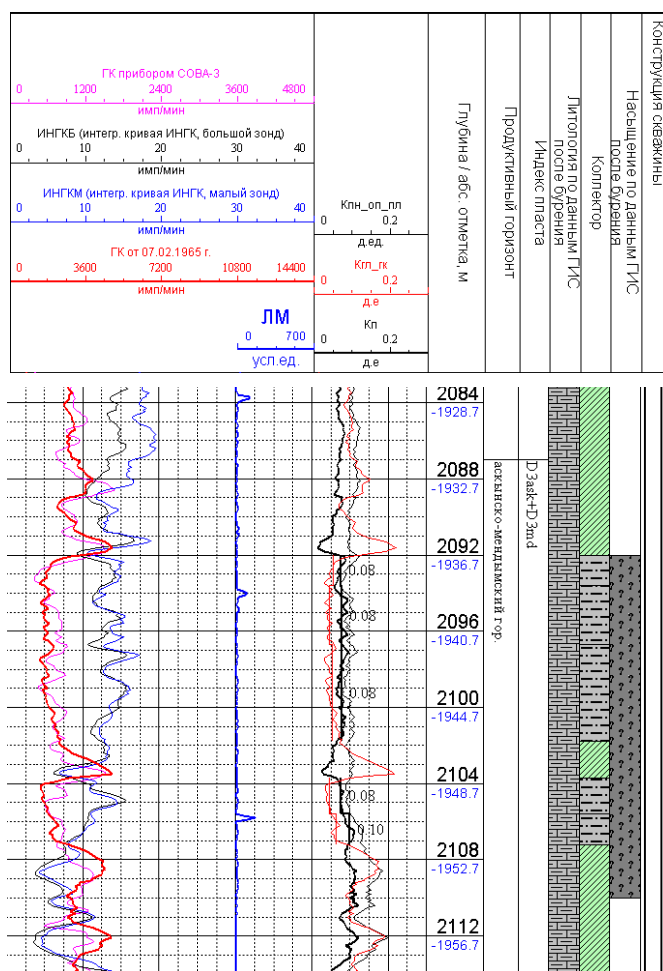


Рисунок 6 — данные ГИС Скважины № 49СЕР. Интервал перфорации

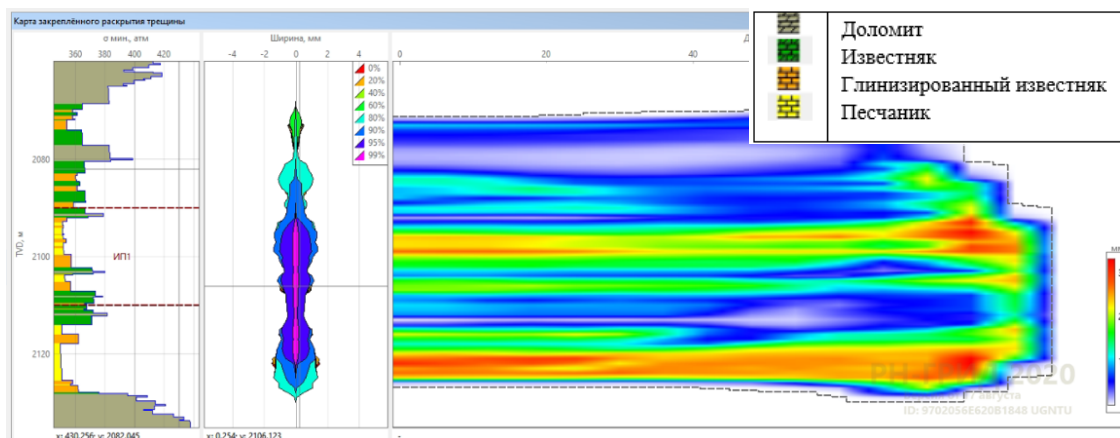


Рисунок 7 — Модель профиля раскрытия трещины без учета показателя вдавливания проппанта

В рамках программного продукта опция вдавливания проппанта 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 модель закрепленного раскрытия будет постоянно меньше на заданную величину вдавливания, и, кроме того, закрепленное раскрытие трещины будет приравнено к нулю там, где площадная концентрация проппанта будет меньше заданной предельной величины. В модели проницаемости и проводимости трещины это будет учитываться. Все геометрические параметры закрепленной трещины будут определяться уже после этой модификации модели закрепленного раскрытия.

С учетом горной породы, слагающий интервал перфорации, к модели применяется соответствующий показатель вдавливания, результат представлен на Рисунке 8.

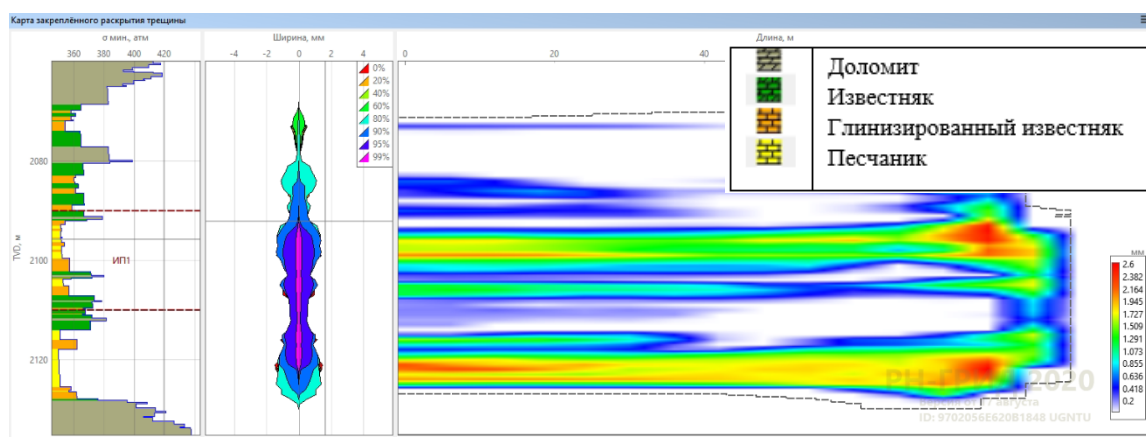


Рисунок 8 — Модель профиля раскрытия трещины с учетом показателя вдавливания

Согласно Рисунку 8, раскрытие трещины значительно снизилось до нулевых значений на определенных участках. В данном случае программный расчет работает не корректно, потому что на участках с низкими показателями раскрытия трещины проппант практически не фиксируется. Соответственно, учитывать показатель вдавливания для таких участков не корректно. Определить прогнозное распространение расклинивающего материала в

трещине позволяет профиль трекинга проппанта. Он показывает, как распределяются разные фракции материала в трещине в зависимости от их размера и геометрии трещины, а также помогает оптимизировать процесс ГРП. Если обнаруживаются зоны с недостаточным заполнением, это может стать основанием для пересмотра параметров закачки проппанта или внесения изменений в операционную программу. Для определения распределения проппанта построена модель профиля трекинга проппанта, представленная на Рисунке 9.

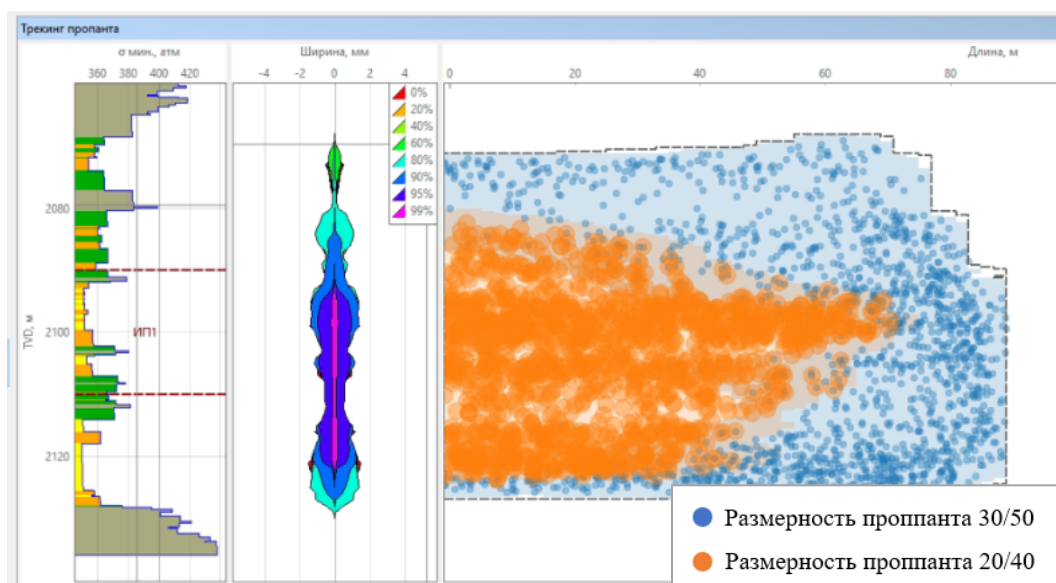


Рисунок 9 — Модель профиля трекинга проппанта

Из рисунка 9 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 основе анализа результатов моделирования гидравлического разрыва пласта и его последующего фактического применения установлено, что модель, включающая учет показателя вдавливания проппанта, продемонстрировала более высокую точность в прогнозировании дебита жидкости и нефти по сравнению с моделью, не учитывающей данный

параметр. Фактические значения дебита составили 39 т/сут для жидкости и 21 т/сут для нефти. В то же время расчетные значения в модели с учетом показателя вдавливания составили 40,05 т/сут для жидкости и 21,5 т/сут для нефти, тогда как в модели без учета показателя вдавливания эти показатели достигли 41,92 т/сут и 22,57 т/сут соответственно. Таким образом, результаты подтверждают, что учет показателя вдавливания проппанта позволяет построить более точную прогнозную модель и оценить эффективность применения гидроразрыва.

В главе представлены и визуализированы расчеты относительно показателя вдавливания от 0,1 до 0,5 мм для соответствующих типов пород.

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 РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

По теме диссертационной работы статьи опубликованы:

— в научных изданиях, включенных в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК:

1. 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.

2. Нуриев, А. А. Оценка влияния свойств пород на эффективность гидравлического разрыва пласта в отложениях доманикового возраста / А. А. Нуриев, Ш. Х. Султанов, Н. В. Шабрин, А. Н. Халиков, А. П. Стабинкас // Нефть.Газ.Новации.— 2022.— № 5.— С. 90–94.

3. 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.— 2022.— № 12.— С. 58–63.

— в других изданиях и материалах различных конференций и семинаров:

4. Нуриев, А. А. Результаты применения полученных показателей вдавливания расклинивающего материала при составлении дизайна гидравлического разрыва пласта для нефтематеринских пород / А. А. Нуриев, Д. В. Кашапов, Ш. Х. Султанов // Вестник евразийской науки.— 2022.— № 1.— С. 1–9.

5. Нуриев, А. А. Некоторые аспекты проведения гидравлического разрыва пласта в нефтематеринских породах / А. А. Нуриев // Нефтегазовое дело.— 2022.— № 20.— С. 39–44.

6. Нуриев, А.А. Определение коэффициентов вдавливания расклинивающего материала для нефтематеринских пород доманикового комплекса и оценка их влияния при составлении дизайна гидравлического разрыва пласта / А.А. Нуриев, Д.В. Кашапов // Сборник докладов научно-практической конференции Геология и инновации. Проблемы и пути их решения, посвященная юбилеям М.М. Ивановой и С.А. Султанова, г. Бугульма. — 2022. —С. 127–129.

7. Нуриев, А.А. Результаты экспериментальных исследований по определению вдавливания расклинивающего материала в нефтематеринские породы // Сборник научных трудов по материалам VI Международной молодежной научной конференции, г. Казань. — 2022. —С. 367–369.

8. Нуриев, А.А. Лабораторное определение коэффициента вдавливания для нефтематеринских пород доманикового комплекса и оценка влияния на прогнозируемый дебит скважины / А.А. Нуриев, Ш.Х. Султанов // Сборник

материалов конференции Актуальные проблемы науки и техники, г.Уфа. — 2023. —С. 100–102.

9. Нуриев, А.А. Применение коэффициента вдавливания проппанта в дизайне гидравлического разрыва пласта для нефтематеринских пород доманикового комплекса / А.А. Нуриев, А.П. Стабинкас // Сборник трудов международной научно-практической конференции Золотухинские чтения, г. Архангельск. — 2023. —С. 143–146.

10. 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.