

На правах рукописи

Карманский Даниил Александрович



**ОЦЕНКА ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ И
ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ
ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД ПОРОВОГО ТИПА
С ГЛИНИСТЫМ ЦЕМЕНТОМ ПРИ РАЗРАБОТКЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ**

*Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений*

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Санкт-Петербург – 2026

Диссертация выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II».

Научный руководитель:

кандидат технических наук, доцент

Петраков Дмитрий Геннадьевич

Официальные оппоненты:

Андреев Вадим Евгеньевич

доктор технических наук, профессор, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет», кафедра геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений, профессор;

Салимов Олег Вячеславович

доктор технических наук, общество с ограниченной ответственностью «РН-Геология Исследования Разработка», отдел выполнения и внедрения работ по системе новых технологий и опытно-промышленных испытаний, менеджер отдела.

Ведущая организация – федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет», г. Самара.

Защита диссертации состоится **28.04.2026 г. в 15:00** на заседании диссертационного совета ГУ.13 Санкт-Петербургского горного университета по адресу: 199106, Санкт-Петербург, 21-я линия В.О., д. 2, **аудитория № 1171**.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского горного университета и на сайте www.spmi.ru.
Автореферат разослан 27 февраля 2026 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



САВЕНОК
Ольга Вадимовна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Наибольшими запасами углеводородного сырья в России обладает Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, где основными коллекторами являются терригенные породы. В настоящее время запасы эксплуатируемых нефтяных месторождений постепенно истощаются, а вводимые в разработку новые ресурсы углеводородного сырья, как правило, приурочены к сложнопостроенным залежам, запасы которых относят к категории трудноизвлекаемых. В таких условиях все более актуальным становится вопрос прогнозирования техногенных изменений основных физико-механических (прочностных, деформационных) и фильтрационно-емкостных (пористости, проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности) свойств пород-коллекторов на всех стадиях разработки и эксплуатации месторождений нефти.

Изменение физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов вызвано геомеханическими процессами, происходящими в продуктивном пласте при изменении эффективного давления (напряженного состояния породы). Помимо этого, при эксплуатации месторождений нефти в водонапорном режиме замещение пластовой нефти водой в процессе фильтрации приводит к дополнительным изменениям вышеперечисленных свойств, вызванным физико-химическим взаимодействием породы и воды. Таким образом, эффективность разработки месторождений нефти и проводимых геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов напрямую зависит от учета происходящих в них изменений физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. Определение зависимостей этих свойств пород-коллекторов от эффективного давления, вида и содержания насыщающих флюидов позволит более точно учитывать изменение пластового давления и дебита скважин на всех стадиях разработки месторождений нефти.

Степень разработанности темы исследования. Вопросами оценки изменений прочностных, деформационных и фильтрационных свойств горных пород от их напряженного состояния и вида насыщающего флюида в различное время занимались Ашихмин С.Г.,

Басниев К.С., Добрынин В.М., Евсеев В.Д., Желтов Ю.П., Каневская Р.Д., Карев В.И., Карманский А.Т., Карташов Ю.М., Кашников Ю.А., Коваленко Ю.Ф., Лукин С.В., Михайлов Н.Н., Николаевский В.Н., Овчаренко Ю.В., Павлова Н.Н., Попов С.Н., Поспелова Т.А., Протосеня А.Г., Ребиндер П.А., Ставрогин А.Н., Христианович С.А., Шрейнер Л.А., Щелкачев В.Н., Fjar E., Holt R.M., Horsrud P., Najmud D., Nermoen A., Zoback M.D. и многие другие.

Однако в большинстве работ авторы не учитывали влияние напряженно-деформированного состояния терригенных пород-коллекторов на фильтрационные процессы.

Объект исследования – терригенные породы-коллекторы нефти порового типа с глинистым цементом.

Предмет исследования – прочностные, деформационные и фильтрационные характеристики терригенных пород-коллекторов порового типа с глинистым цементом при техногенном изменении их напряженно-деформированного состояния и насыщенности пластовыми флюидами в процессе разработки нефтяных месторождений.

Цель работы – повышение эффективности разработки нефтяных месторождений с терригенными коллекторами порового типа с глинистым цементом.

Идея работы. Для достижения поставленной цели необходимо при контроле и регулировании процесса разработки нефтяных месторождений с терригенными коллекторами порового типа с глинистым цементом на всех стадиях этого процесса учитывать зависимость проницаемости и пьезопроводности таких пород-коллекторов от их напряженно-деформированного состояния и насыщенности пластовыми флюидами.

Задачи исследований:

– выполнить анализ литературных источников и патентных материалов на тему влияния напряженно-деформированного состояния и насыщающего породы-коллекторы флюида на процесс разработки нефтяных месторождений.

– разработать методики проведения лабораторных экспериментов для изучения свойств насыщенных горных пород и фильтрации при объемном напряженном состоянии.

– провести исследования влияния состава и вида флюида на прочностные, деформационные и фильтрационные характеристики терригенных пород-коллекторов.

– выполнить анализ особенностей деформирования, разрушения, изменения пористости и проницаемости образцов терригенных горных пород-коллекторов порового типа с глинистым цементом при различных видах напряженного состояния и насыщения пластовыми флюидами.

– разработать рекомендации по внедрению результатов и дальнейшему развитию темы диссертационного исследования.

Научная новизна работы

1. Установлены обратные зависимости предела прочности и модуля упругости терригенных пород-коллекторов порового типа с глинистым цементом от их насыщенности водной и углеводородной фазами.

2. Установлены зависимости проницаемости и пьезопроводности пород-коллекторов порового типа с глинистым цементом от их напряженного состояния и насыщенности водной и углеводородной фазами.

Соответствие диссертации паспорту специальности.

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений по пункту 2: «Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломассообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода».

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Разработан современный комплекс методов лабораторного изучения совместного влияния изменяющихся эффективных напряжений и насыщенности пород-коллекторов пластовыми флюидами

на изменения их физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств.

2. Полученные результаты и установленные зависимости рекомендуется использовать при прогнозировании изменения фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов порового типа с глинистым цементом на различных стадиях разработки месторождений нефти, для планирования проведения геолого-технических мероприятий.

3. Разработан и запатентован «Способ определения прочности горных пород в водонасыщенном состоянии» (патент на изобретение № 2676046).

4. Разработан и запатентован «Способ определения предела длительной прочности при одноосном сжатии горных пород» (патент на изобретение № 2848529).

5. Результаты исследований были использованы в деятельности ООО «ЛНХМ-инжиниринг» (акт внедрения от 17.10.2025).

Методология и методы исследования. Работа проводилась с использованием метода научного обобщения и анализа литературных источников и патентных материалов. Экспериментальные исследования проводились на современном высокотехнологичном оборудовании Научного центра геомеханики и проблем горного производства Санкт-Петербургского горного университета. Работа выполнена в соответствии со стандартными методами теоретических и экспериментальных исследований (определение деформационных характеристик горных пород, определение предела прочности при одноосном и трехосном сжатии, определение пористости и проницаемости горных пород и др.), а также с применением специально разработанных экспериментальных методик (способ определения прочности горных пород в водонасыщенном состоянии и др.). Обработка экспериментальных данных проводилась методами математической статистики.

Положения, выносимые на защиту:

1. Предельное состояние прочностных характеристик терригенных пород-коллекторов порового типа с глинистым цементом определяется по условиям и темпам выработки запасов нефти, с учетом их физико-механических свойств, в зависимости от состава и

вида насыщающего флюида. Снижение предела прочности и модуля упругости таких пород-коллекторов при их разработке может достигать 15% и 25% соответственно.

2. Неучет степени выработанности запасов терригенных пород-коллекторов порового типа с глинистым цементом при определении закономерности изменения их проницаемости и пьезопроводности в условиях сложного напряженного состояния и неупругого деформирования приводит к ошибкам при прогнозировании дебита скважин до 20%.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с использованием современного высокотехнологичного оборудования (производства компаний Coretest Systems, Vinci Technologies, MTS Insight Testing Systems, GCTS Testing Systems), высокой сходимостью расчетных величин с фактическими данными, воспроизводимостью полученных результатов.

Апробация диссертационного исследования проведена на 9 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 8 международных. За последние 3 года принято участие в 3 научно-практических мероприятиях с докладом, в том числе на 2 международных: 56-th STUDENTS SCIENTIFIC SESSION (mining section) (10 декабря 2015 года, г. Краков, Польша); Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (20 апреля 2017 года, г. Нижневартовск); Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» (24-28 апреля 2017 года, г. Тюмень); Западно-Сибирском нефтегазовом конгрессе – XI Международном научно-техническом конгрессе студенческого отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers (SPE) (24-27 мая 2017 года, г. Тюмень); Третьей международной школе молодых ученых «Физическое и математическое моделирование процессов в геосредах» (01-03 ноября 2017 года, г. Москва); Международном форуме-конкурсе молодых ученых «Проблемы недропользования» (18-20 апреля 2018 года,

г. Санкт-Петербург); XX Всероссийской конференции-конкурсе студентов выпускного курса и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» (01-07 декабря 2024 года, г. Санкт-Петербург); XII Международном научно-практическом форуме «Инновационные направления в проектировании горнодобывающих мероприятий» (27-31 мая 2025 года, г. Санкт-Петербург); II Международной научно-практической конференции «Менделеевские чтения. Химические процессы в недрах Земли. Глубинная метагеология» (4-6 июня 2025 года, г. Санкт-Петербург).

Личный вклад автора. Выполнен анализ ранее опубликованных материалов по теме диссертации; сформулированы цели и задачи исследований; проведен обширный комплекс теоретических и экспериментальных исследований; выполнена обработка и интерпретация полученных результатов; сформулированы основные защищаемые положения и выводы.

Публикации. Результаты диссертации в достаточной степени освещены в 14 печатных работах, в том числе в 3 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в 2 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено 2 патента на изобретения.

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 151 наименование, и 3 приложений. Диссертация изложена на 168 страницах машинописного текста, содержит 100 рисунков и 11 таблиц.

Благодарности. Автор выражает благодарность научному руководителю – к.т.н., доценту Петракову Дмитрию Геннадьевичу, Ильинову Михаилу Дмитриевичу, а также всем сотрудникам лаборатории физико-механических свойств и разрушения горных пород научного центра геомеханики и проблем горного производства. Отдельная благодарность за помощь и координацию по работе Рогачеву

Михаилу Константиновичу, Коршунову Владимиру Алексеевичу и Петрову Дмитрию Николаевичу.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы работы, сформулированы цель, задачи работы и научная новизна, раскрыты теоретическая и практическая значимости исследования и изложены основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе проведен обзор литературных источников и анализ ранее проведенных исследований. Отмечается необходимость проведения широкого спектра различных лабораторных исследований, а также создания программных модулей, описывающих совместное протекание процессов геомеханики, геохимии и гидродинамики.

Во второй главе представлены разработанные методики и основные характеристики оборудования и приборов для проведения лабораторных исследований.

В третьей главе представлены результаты фильтрационных экспериментов, определений прочностных и упругих свойств образцов терригенных пород.

В четвертой главе на основе анализа полученных данных приведены примеры расчета изменения проницаемости и пьезопроводности терригенных пород порового типа для различных стадий разработки месторождений нефти.

В заключении отражены выводы и рекомендации по результатам исследования.

Основные результаты отражены в следующих защищаемых положениях:

1. Предельное состояние прочностных характеристик терригенных пород-коллекторов порового типа с глинистым цементом определяется по условиям и темпам выработки запасов нефти, с учетом их физико-механических свойств, в зависимости от состава и вида насыщающего флюида. Снижение предела прочности и модуля упругости таких пород-коллекторов при их разработке может достигать 15% и 25% соответственно.

В рамках поставленных задач разработаны методики для определения зависимости прочностных и упругих свойств образцов

терригенных пород от вида насыщающего образцы флюида при классическом одноосном сжатии и сжатии сферическими инденторами; изменения проницаемости образцов терригенных пород от эффективного давления. В экспериментах использовались мелкозернистые песчаники серые, буровато-серые, однородные. Состав породообразующей части аркозовый - полевые шпаты (45-50%), кварц (35-40%), а также кремнистые, кварцевые, кварц-слюдистые и эффузивные разности (около 15%). Цемент глинистый, основные глинистые минералы – каолинит и хлорит. Для определения зависимости свойств пород от вида насыщающего флюида образцы терригенных пород насыщались слабоминерализованной водой и керосином в различном соотношении. Определение модуля упругости и коэффициента Пуассона образцов терригенных пород проводилось одновременно с определением предела прочности образцов при одноосном сжатии.

Установлена зависимость предела прочности и модуля упругости образцов терригенных пород, предварительно насыщенных керосином, от содержания воды в образцах (рисунки 1 и 2). На рисунках 1-2 насыщенность водой, равная 0%, означает, что образец полностью насыщен керосином. Предел прочности и модуль упругости сухого образца представлены на графиках отдельно. Уменьшение предела прочности образцов при полном насыщении керосином достигает в среднем 20% по сравнению с пределом прочности образца в воздушно-сухом состоянии (рисунок 1). При разработке месторождений нефти в водонапорном режиме происходит постепенное вытеснение нефти водой, и обводненность добываемой продукции увеличивается во времени. Как видно из рисунка 1, при соотношении 50% воды и 50% керосина в породе предел прочности образцов продолжает снижаться до значений около 30% от предела прочности образца в воздушно-сухом состоянии. Увеличение содержания воды в образцах приводит к уменьшению значений предела прочности образцов до 40% от предела прочности образца в воздушно-сухом состоянии. Снижение прочности насыщенных пород объясняется эффектом Ребиндера. В горных породах с глинистым цементом вода, насыщающая образец, вступает во взаимодействие с глинистыми частицами, тем самым вызывая процесс глинонабухания. Взаимодействие воды и глинистых частиц приводит к снижению прочностных

(рисунок 1) и деформационных (рисунок 2) характеристик породы, приводя к росту пластических деформаций и снижению объема порового пространства.

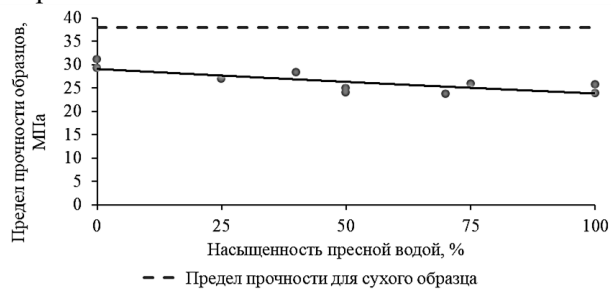


Рисунок 1 – Зависимость предела прочности образцов терригенных пород, насыщенных керосином, от содержания воды в образцах

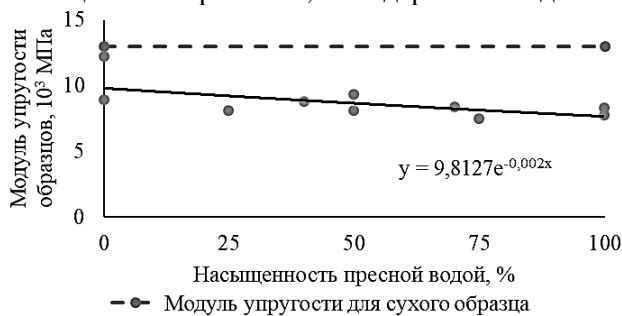


Рисунок 2 – Зависимость модуля упругости образцов терригенных пород, насыщенных керосином, от содержания воды в образцах

Установлена зависимость модуля упругости образцов терригенных пород от водонасыщенности (уравнение 1):

$$E = 9,8127 \exp(-0,002 \cdot S_v) \quad (1)$$

где E – модуль упругости, 10^3 МПа; S_v – водонасыщенность, %.

Уменьшение модуля упругости образцов при полном насыщении керосином может достигать значений 10-30% от модуля упругости образцов в воздушно-сухом состоянии (рисунок 2). При соотношении 50% воды и 50% керосина модуль упругости образцов может уменьшаться до 30-35%. При дальнейшем снижении процентного содержания углеводородной фазы в образцах модуль упругости

породы также снижается до 40% по сравнению с модулем упругости породы в воздушно-сухом состоянии.

Согласно полученным экспериментальным данным, коэффициент Пуассона сухого образца меньше, чем коэффициент Пуассона насыщенных образцов. Повышение значения коэффициента Пуассона свидетельствует о том, что порода в насыщенном состоянии больше подвержена необратимым пластическим деформациям и становится менее хрупкой из-за взаимодействия глинистых частиц и воды.

Анализируя полученные результаты, следует сделать заключение о том, что предел прочности, модуль упругости Юнга и коэффициент Пуассона терригенных пород зависят от вида и состава флюида, насыщающего породу. В связи с этим становится очевидной необходимость сохранять естественную флюидонасыщенность образцов при отборе керн из скважины и поддерживать ее вплоть до проведения лабораторных испытаний. Наличие в породе глинистых частиц, способных вступать во взаимодействие с водой в процессе фильтрации, оказывает дополнительное влияние на снижение прочности породы и ее упругих характеристик. Наибольшее снижение предела прочности и модуля упругости породы достигается при содержании воды около 70-75% от порового объема. В пластовых условиях эти значения соответствуют значениям остаточной нефтенасыщенности пласта. Изменение прочностных и деформационных характеристик пласта от постепенного роста обводненности в процессе разработки месторождения нефти должно своевременно учитываться при планировании геолого-технических мероприятий. Так, например, спустя несколько лет разработки месторождения нефти прочностные и деформационные характеристики пласта будут ниже начальных. Таким образом, проведя корректировку значений давления разрыва породы с учетом текущей обводненности, планируется сэкономить на мощностях привлекаемого для операции оборудования, тем самым снизить расходы на проведение операции. Полученные результаты предлагается использовать не только при расчете напряжений для осуществления гидроразрыва пласта, но и при проведении водоизоляционных работ, работ по ремонту скважин и при расчете давления закачки воды при использовании в системе поддержания

пластового давления (ППД), чтобы не допустить прорыва воды в другие горизонты.

2. Неучет степени выработанности запасов терригенных пород-коллекторов порового типа с глинистым цементом при определении закономерности изменения их проницаемости и пьезопроводности в условиях сложного напряженного состояния и неупругого деформирования приводит к ошибкам при прогнозировании дебита скважин до 20%.

Для определения зависимости проницаемости от эффективного давления на образцах терригенных пород были проведены фильтрационные эксперименты. При проведении фильтрации использовалась слабоминерализованная вода. На рисунке 3 представлена зависимость коэффициента относительного изменения проницаемости k/k_0 (отношение текущей проницаемости k к исходной проницаемости k_0) образцов терригенных пород от эффективного давления.

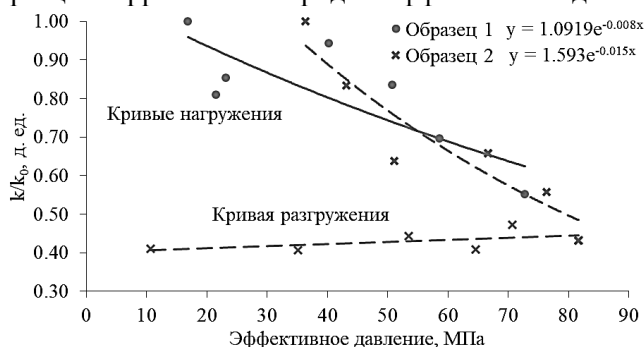


Рисунок 3 – Зависимость коэффициента относительного изменения проницаемости k/k_0 образцов терригенных пород от эффективного давления

Значительное снижение коэффициента относительного изменения проницаемости для образца № 1 с пористостью 17% при увеличении эффективного давления до 22-24 МПа связывается с уплотнением образца, активным развитием процесса набухания глин и ростом пластичности породы из-за взаимодействия породы со слабоминерализованной водой. Дальнейшее увеличение коэффициента относительного изменения проницаемости (при эффективном давлении

40 МПа) связывается с началом процесса образования трещин в образце. При уменьшении эффективного давления в ходе испытания образца № 2 с пористостью 10% проницаемость не восстанавливалась, что свидетельствует об отсутствии упругого восстановления порового пространства для образцов терригенных коллекторов. Общее снижение проницаемости достигает 50% от первоначальной. В реальных условиях снижение проницаемости терригенных пластов-коллекторов происходит при снижении пластового давления. Необходимо вовремя начинать использовать соответствующие системы поддержания пластового давления, а также учитывать физико-химические процессы, влияющие на снижение проницаемости породы, при планировании и проведении геолого-технических мероприятий на скважинах.

Для расчета значений деформаций и изменения проницаемости исследованных типов пород использовалась методика, описанная Николаевским В.Н., и полученная зависимость модуля упругости E (уравнение 1) образцов терригенных пород от водонасыщенности S_w . Результаты определения проницаемости расчетным методом на основании экспериментальных данных о модуле упругости представлены на рисунке 4. При увеличении водонасыщенности наблюдается рост деформаций ввиду увеличения пластичности породы. Снижение проницаемости для менее пористых пород достигает больших значений, чем для пород, обладающих большей пористостью. Снижение проницаемости за счет изменения эффективного давления оценивается в 15-40%.

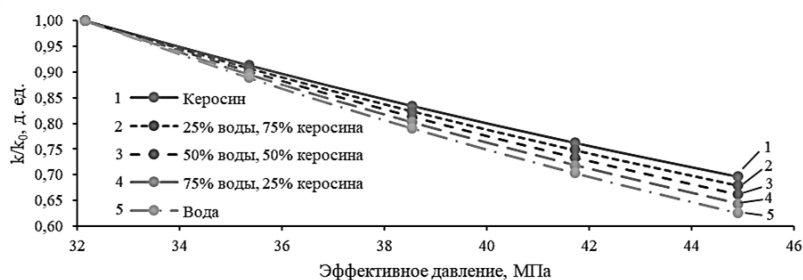


Рисунок 4 – Результаты определения коэффициента относительного изменения проницаемости k/k_0 для образца с пористостью 10% и глубиной залегания 2200 метров

Таким образом, имея сведения о модуле упругости и коэффициенте Пуассона образца породы, можно расчетным методом определить, как будет изменяться его проницаемость, не прибегая к проведению эксперимента. Об этом свидетельствует сходимость значений относительного изменения проницаемости образцов, определенных в процессе фильтрации на лабораторном оборудовании, и значений, полученных расчетным методом с использованием зависимости модуля упругости образцов терригенных пород от их водонасыщенности при одноосном сжатии (уравнение 1).

Для условий плоскорадиального притока к забою вертикальной, гидродинамически совершенной скважины определены кривые относительных фазовых проницаемостей породы-коллектора по нефти и по воде. С использованием метода Бакли - Леверетта определена насыщенность на фронте вытеснения и выполнен расчет распределения давления при различных значениях водонасыщенности при постоянном дебите (рисунок 5).

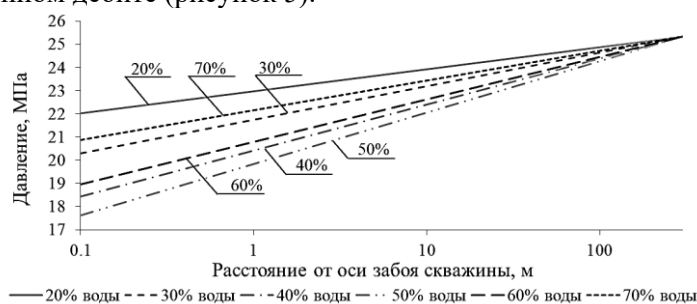


Рисунок 5 – Графики распределения давления в круговом пласте вокруг нефтяной скважины при различных значениях водонасыщенности

Снижение пластового давления в процессе эксплуатации месторождения может вызвать рост эффективного давления, закрытие фильтрационных каналов и снижение проницаемости. Как видно на графике, наибольшим снижением давления обладает кривая, соответствующая 50% содержанию воды и 50% содержанию нефти в породе. Это значение соответствует минимальному значению общей проницаемости. Рост давления на породу призабойной зоны пласта может вызвать пескопроявление, разрушение породы и цементного камня за

обсадной колонной скважины, смятие самой обсадной колонны, образование выколов в случае эксплуатации скважин с открытым забоем и др. Рекомендуется своевременно вводить в эксплуатацию системы поддержания пластового давления и учитывать снижение давления в процессе разработки месторождения при планировании и проведении мероприятий по интенсификации притока и ремонтных работ.

По результатам выполненных исследований физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов выявлено, что в зависимости от их насыщенности, которая меняется в процессе разработки нефтяных месторождений, в реальных условиях будет происходить изменение упругоэластичности продуктивного пласта. Для насыщенных образцов терригенных пород коэффициент упругоэластичности принимался равным коэффициенту сжимаемости. Изменение пьезопроводности породы-коллектора от ее водонасыщенности носит параболический характер. Снижение пьезопроводности породы-коллектора при росте ее водонасыщенности до 50% объясняется снижением общей подвижности насыщающих флюидов (керосина и воды), а также в связи с обратной пропорциональной зависимостью пьезопроводности от коэффициента сжимаемости, который, в свою очередь, с увеличением водонасыщенности растет. После перехода точки, соответствующей обводненности 50%, наблюдается рост пьезопроводности породы-коллектора с ростом ее водонасыщенности. На рисунке 6 изображен график зависимости пьезопроводности породы-коллектора от ее водонасыщенности.

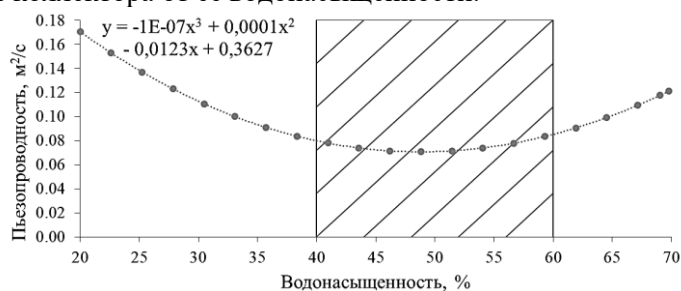


Рисунок 6 – График изменения пьезопроводности породы-коллектора от ее водонасыщенности с выделенной зоной фазового перехода с гидрофобности на гидрофильность породы

Расчеты, выполненные с учетом полученных результатов экспериментальных исследований, показали, что неучет степени выработанности запасов нефти в терригенных коллекторах порового типа с глинистым цементом при определении закономерности изменения их проницаемости и пьезопроводности в условиях сложного напряженного состояния и неупругого деформирования приводит к ошибкам при прогнозировании дебита скважин до 20%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные исследования позволили сделать следующие основные выводы:

1. Анализ литературных источников и патентных материалов показал актуальность темы влияния напряженно-деформированного состояния пласта и насыщающего породы-коллекторы флюида на процесс разработки месторождений нефти. Анализ и учет изменений проницаемости пород необходим на всех стадиях разработки месторождений нефти.

2. Разработана и запатентована методика проведения лабораторных испытаний насыщенных горных пород. Установлена необходимость воссоздания исходной флюидонасыщенности, а также пластового и горного давления при определении свойств горных пород в лабораторных условиях.

3. В результате выполненных экспериментальных исследований физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов порового типа с глинистым цементом:

– произведена оценка прочностных, упругих и фильтрационных характеристик образцов таких пород при разных напряженно-деформированных состояниях и условиях насыщения флюидами;

– обоснована возможность определения предельного состояния прочностных характеристик таких пород-коллекторов при разработке нефтяного месторождения по условиям и темпам выработки запасов нефти, с учетом физико-механических свойств пород, в зависимости от состава и вида насыщающего их флюида;

– показано, что снижение предела прочности и модуля упругости таких пород-коллекторов при разработке нефтяных месторож-

дений может достигать 15% и 25% соответственно, а необратимая потеря их проницаемости из-за реализации пластических деформаций – 60 %;

– построены паспорта прочности терригенных пород-коллекторов порового типа с глинистым цементом, позволяющие производить выбор технологий и осуществлять контроль и регулирование процессов бурения скважин и разработки месторождений нефти с такими коллекторами с учетом их насыщенности и напряженно-деформированного состояния.

4. На основании выполненного анализа особенностей деформирования и изменения пористости и проницаемости образцов терригенных пород-коллекторов порового типа с глинистым цементом при различных видах напряженного состояния и насыщения пластовыми флюидами:

– установлено снижение проницаемости образцов таких пород до 40 % – при увеличении эффективного давления (как результат деформационных процессов в породе) и до 5% – при увеличении водонасыщенности (как результат деформаций в породе из-за набухания глинистого цемента и увеличения ее пластичности);

– получена зависимость изменения пьезопроводности образцов таких пород от вида и соотношения насыщающих флюидов и показано ее снижение за фронтом вытеснения нефти в продуктивном пласте, что в итоге приводит к ухудшению условий ее фильтрации и снижению дебита скважин;

– показано, что учет степени выработанности запасов таких коллекторов при определении закономерности изменения их проницаемости и пьезопроводности в условиях сложного напряженного состояния и неупругого деформирования приводит к ошибкам при прогнозировании дебита скважин до 20%.

5. Рекомендуется осуществлять планирование геолого-технических мероприятий с учетом текущей стадии разработки месторождения. Рост обводненности добываемой продукции и снижение пластового давления приводят к изменению прочностных характеристик и преобладанию пластических деформаций пород-коллекторов. Максимальное снижение предела прочности и модуля упругости породы наблюдается при водонасыщенности 70-75% от порового объема, что

соответствует уровню остаточной нефтенасыщенности. Учет эффекта снижения прочности пород с увеличением водонасыщенности при проведении операций гидроразрыва пласта и обработки призабойной зоны позволит оптимизировать давление разрыва, минимизировать риски нежелательного разрыва пласта и сократить материальные затраты на проведение работ. Критически важно правильно оценить давление закачки воды на нагнетательных скважинах в системе ППД, чтобы не допустить нежелательный разрыв пласта.

Проведение комплексных лабораторных исследований по предложенной методике с учетом изменения состава флюида в породе обеспечит повышение точности прогнозирования деформационных процессов в породе, оценки изменения проницаемости, моделирования распределения давления в пласте и обеспечит повышение эффективности выработки запасов месторождения нефти.

Дальнейшая разработка темы диссертационного исследования может включать в себя проведение лабораторных исследований по предлагаемой методике с использованием пород другого минералогического и гранулометрического состава, а также других жидкостей насыщения.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях из Перечня ВАК:

1. **Карманский, Д.А.** Моделирование условий лабораторных исследований по оценке механических свойств горных пород / **Д.А. Карманский, Д.Г. Петраков** // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 3. – С. 31-33.

2. **Карманский, Д.А.** Лабораторное моделирование изменения механических и фильтрационных свойств пород коллекторов на различных этапах разработки месторождений нефти / **Д.А. Карманский, Д.Г. Петраков** // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 1. – С. 49-59. DOI 10.15593/2224-9923/2020.1.5

3. **Карманский, Д.А.** Определение свойств глинистых пород-коллекторов на различных стадиях разработки месторождений нефти

/ **Д.А. Карманский**, Д.Г. Петраков // Недропользование. – 2024. – Т. 24, № 1. – С. 27-34. DOI 10.15593/2712-8008/2024.1.4

Публикации в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus:

4. Ильинов, М.Д. Аспекты физического моделирования процессов структурных изменений образцов горных пород при термобарических условиях больших глубин / М.Д. Ильинов, Д.Н. Петров, **Д.А. Карманский**, А.А. Селихов // Горные науки и технологии. – 2023. – Т. 8, № 4. – С. 290-302. DOI 10.17073/2500-0632-2023-09-150

5. Petrakov, D.G. Comparison of Analytical and Experimental Methods for Determining Dependency of Permeability of Clayey Sandstones on Effective Pressure / D.G. Petrakov, **D.A. Karmanskiy** // International Journal of Engineering, Transactions B: Applications. – 2025. – Vol. 38, № 11. – С. 2502-2510. DOI 10.5829/ije.2025.38.11b.03

Патенты/свидетельства на объекты интеллектуальной собственности:

6. Патент № 2676046 Российская Федерация, МПК E21C 39/00 (2006.01), G01N 3/12 (2006.01); СПК E21C 39/00 (2018.08), G01N 3/12 (2018.08). Способ определения прочности горных пород в водонасыщенном состоянии. Заявка № 2018105190: заявл. 12.02.2018; опубл. 25.12.2018 / А.А. Бажуков, А.К. Бычин, **Д.А. Карманский**, В.А. Коршунов, Д.Г. Петраков; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет». – 13 с.

7. Патент № 2848529 Российская Федерация, МПК E21C 39/00 (2006.01), G01N 3/08 (2006.01), G01N 33/24 (2006.01); СПК E21C 39/00 (2025.08), G01N 3/08 (2025.08), G01N 33/24 (2025.08). Способ определения предела длительной прочности при одноосном сжатии горных пород. Заявка № 2025108896: заявл. 10.04.2025; опубл. 21.10.2025 / Д.Г. Петраков, **Д.А. Карманский**, В.А. Коршунов, А.Н. Шоков; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». – 13 с.