

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

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

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Петраков Д.Г.

Санкт-Петербург – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЛИЯНИЯ МЕХАНОХИМИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ И ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ	11
1.1 Напряжения и деформации горных пород	11
1.2 Уравнения теории упругости и фильтрации	13
1.3 Влияние напряженно-деформированного состояния пластов на свойства пород.....	18
1.4 Влияние флюидов на свойства пород	26
1.5 Влияние поверхностно-активных веществ на свойства пород.....	35
1.6 Влияние форм и видов влаги на свойства пород	39
1.7 Влияние минерализации закачиваемых вод на свойства пород.....	45
1.8 Анализ методов оценки длительной прочности пород при продолжительной эксплуатации горных выработок.....	48
1.9 Выводы по Главе 1	51
ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	53
2.1 Подготовка образцов.....	53
2.2 Определение предела прочности при одноосном сжатии	59
2.3 Определение деформационных характеристик	63
2.4 Определение физико-механических свойств горных пород с использованием образцов неправильной формы.....	64
2.5 Определение предела прочности и деформационных характеристик при трехосном сжатии.....	70
2.6 Определение фильтрационных свойств при трехосном сжатии.....	73
2.7 Выводы по Главе 2	75
ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СВОЙСТВ НАСЫЩЕННЫХ ГОРНЫХ ПОРОД	77

3.1	Описание образцов горных пород для проведения лабораторных исследований	77
3.2	Результаты определения свойств образцов различной насыщенности при одноосном сжатии	80
3.3	Результаты исследования влияния поверхностно активных веществ на прочностные характеристики образцов песчаника	84
3.4	Результаты определения физико-механических свойств горных пород с использованием образцов неправильной формы	88
3.5	Результаты определения фильтрационных свойств при трехосном сжатии ..	100
3.6	Результаты моделирования процессов структурных изменений образцов горных пород при термобарических условиях больших глубин	103
3.7	Выводы по Главе 3	107
	ГЛАВА 4 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ	110
4.1	Расчет относительного изменения проницаемости	110
4.2	Расчет распределения давления	114
4.3	Расчет дебита вертикальной скважины в породе-коллекторе с переменной проницаемостью	123
4.4	Анализ этапов проектирования разработки месторождений нефти и предложения по внедрению результатов диссертационных исследований	132
4.5	Выводы по Главе 4	135
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	137
	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	140
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	141
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент на изобретение № 2676046	162
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Патент на изобретение № 2848529	164
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Акт внедрения	166

ВВЕДЕНИЕ

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, Приложение А).

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

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

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:

1. 56-th STUDENTS SCIENTIFIC SESSION (mining section) (10 декабря 2015 года, г. Краков, Польша).

2. Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (20 апреля 2017 года, г. Нижневартовск).

3. Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» (24-28 апреля 2017 года, г. Тюмень).

4. Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс - XI Международный научно-технический конгресс студенческого отделения общества инженеров-нефтяников - Society of Petroleum Engineers (SPE) (24-27 мая 2017 года, г. Тюмень).

5. Третья международная школа молодых ученых «Физическое и математическое моделирование процессов в геосредах» (01-03 ноября 2017 года, г. Москва).

6. Международный форум-конкурс молодых ученых «Проблемы недропользования» (18-20 апреля 2018 года, г. Санкт-Петербург).

7. XX Всероссийская конференция-конкурс студентов выпускного курса и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» (01-07 декабря 2024 года, г. Санкт-Петербург).

8. XII Международный научно-практический форум «Инновационные направления в проектировании горнодобывающих мероприятий» (27-31 мая 2025 года, г. Санкт-Петербург).

9. II Международная научно-практическая конференция «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 (пункты списка литературы № 35, 46-51, 68-70, 90, 128, 140, 141), 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, в 2 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено 2 патента на изобретения (пункты списка литературы № 88, 89, Приложения А, Б).

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.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЛИЯНИЯ МЕХАНОХИМИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ И ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ

В последнее время все чаще нефтегазодобывающие компании сталкиваются с необходимостью расчета геомеханических процессов при разработке месторождений. Становится очевидной необходимостью изучения физико-химических характеристик горных пород. С влиянием геомеханики компании-операторы сталкиваются на протяжении всего цикла эксплуатации месторождения – в процессе бурения и освоения скважины, при проведении различных операций в призабойной зоне скважин, мероприятий по интенсификации притока и при управлении разработкой.

В главе будет дана оценка уровню исследованности взаимного влияния геомеханики и флюидодинамики.

1.1 Напряжения и деформации горных пород

Горные породы под весом вышележащих толщ, при влиянии различных температурных факторов, тектонических сил испытывают различные напряженные состояния – они подвергаются сжатию, растяжению, изгибу, кручению. Напряжения необходимо учитывать при строительстве горных сооружений, подземных выработок, при проектировании подземных хранилищ газа. На рисунке 1.1 продемонстрированы главные напряжения, действующие на элементарный объем породы, сдвиговые напряжения при этом отсутствуют.

При ведении горных работ происходит изменение напряженного состояния массива и, как следствие, деформирование горных пород, что вызывает изменение объема и формы, изменение физико-механических (ФМС) и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). До разрушения порода проходит несколько стадий (рисунок 1.2): от упругой (обратимой) до пластической (необратимой). Деформации могут приводить к уплотнению, расширению, смещению, растрескиванию и пр. При снятии нагрузки в зоне упругости горная порода возвращается к исходным размерам. При напряжении выше предела упругости

порода испытывает необратимые изменения структуры – появляются пластические деформации, выраженные образованием микротрещин, разрушением зерен породы в местах контактов. При достижении предела прочности порода разрушается.

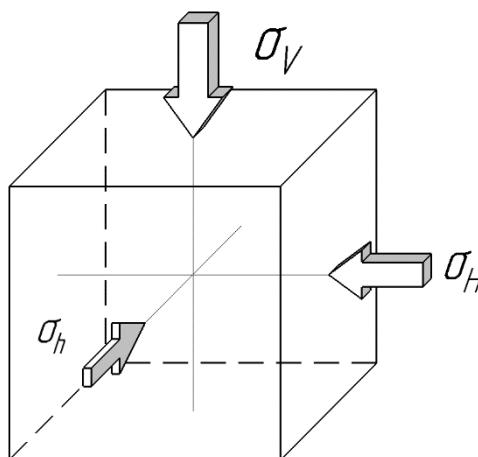


Рисунок 1.1 – Главные напряжения в пласте: σ_V – главное вертикальное напряжение; σ_H и σ_h – главные горизонтальные напряжения (составлено автором)

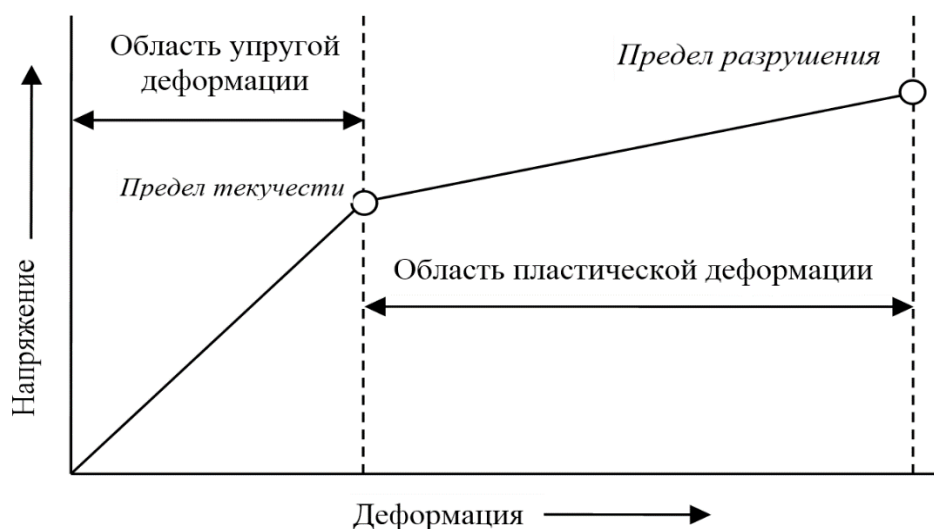


Рисунок 1.2 – Диаграмма зависимости деформаций от напряжения (составлено автором)

Прочность пород (способность воспринимать нагрузку без разрушения) зависит от таких факторов, как минеральный состав зерен, слагающих породу, свойства цементирующего вещества, от характера связей между ними, пористости и глубины залегания [12, 28, 71, 101, 120] и др.

При бурении напряжения в околоствольной и призабойной зоне скважины перераспределяются, вызывая тем самым вынос песка, деформацию кольцевого

пространства, нарушение герметичности колонны труб, разрушение перфорационных каналов [12, 13, 28, 71, 101, 120].

При извлечении пластовых флюидов напряжения, которые компенсировались давлением флюида в порах, перераспределяются на скелет породы. Изменение порового давления оказывает воздействие на полные и эффективные напряжения. Увеличение нагрузки на пласт приводит к изменению ФЕС (снижение проницаемости и пористости) и ФМС, выносу песка и нарушению изоляционных свойств покрышек, нарушению герметичности колонн труб и систем заканчивания [53, 54, 63, 73, 82, 93, 151].

Зачастую процесс вытеснения нефти осуществляется с помощью систем поддержания пластового давления. В качестве агента вытеснения выступает пластовая или специально подготовленная вода, растворы пластовой воды и поверхностно-активных веществ. Такая вода может приводить к различного рода химическим преобразованиям: выщелачивание пород, выпадение солей, выпадение конденсата из-за охлаждения пласта вследствие закачки холодной воды. Также к ухудшению свойств пород-коллекторов приводят кислотные обработки и использование жидкостей глушения в процессе ремонта скважин [14, 27, 55, 76, 109].

1.2 Уравнения теории упругости и фильтрации

В работе [107] утверждается, что из трех основных литологических групп осадочных пород (глинистых, песчаных и карбонатных) изменение свойств с глубиной залегания наиболее полно изучено для глинистых пород как наиболее подверженных гравитационному уплотнению. Уплотнение песков и песчаников и изменение их ФЕС связано с особенностями осадкообразования, структурой порового пространства, составом пород, составом подземных вод, составом и свойствами вышележащей толщи и др.

В нефтегазосодержащих породах-коллекторах действующее напряжение передается жидкостям и газам в виде давления. Давление в жидкостях и газах действует одинаково во всех направлениях. Сжатие поровой среды приводит к возникновению давления равного по величине, но противоположного по

направлению. Таким образом часть нагрузки, оказываемой на горную породу, компенсируется поровыми флюидами. Поровое давление является важной составляющей полного напряжения.

При добыче нефти происходит снижение пластового давления, что оказывает влияние на напряженное состояние породы. В большинстве случаев процессы, сопровождающие добычу нефти, считаются изотермическими. Тогда, согласно [4], уравнения закона Гука определяются по формулам 1.1-1.6 [4]:

$$\sigma_x^t = \left(K - \frac{2G}{3} \right) \varepsilon_v + 2G\varepsilon_x + \alpha p; \quad (1.1)$$

$$\sigma_y^t = \left(K - \frac{2G}{3} \right) \varepsilon_v + 2G\varepsilon_y + \alpha p; \quad (1.2)$$

$$\sigma_z^t = \left(K - \frac{2G}{3} \right) \varepsilon_v + 2G\varepsilon_z + \alpha p; \quad (1.3)$$

$$\tau_{xy}^t = G\gamma_{xy}; \quad (1.4)$$

$$\tau_{yz}^t = G\gamma_{yz}; \quad (1.5)$$

$$\tau_{zx}^t = G\gamma_{zx}, \quad (1.6)$$

где σ_{ij}^t – главные напряжения, Па;

K – модуль объемного сжатия, Па;

G – модуль сдвига, Па;

p – поровое давление, Па;

ε_v – объемные деформации;

$\varepsilon_x, \varepsilon_y, \varepsilon_z$ – деформации по оси x, y, z соответственно;

α – коэффициент разгрузки;

γ_{ij} – сдвиговая деформация;

τ_{ij}^t – касательное напряжение, Па.

Полная характеристика упругой среды, дополненная уравнением фильтрации находящегося в порах флюида, определяется по формуле 1.7 [4]:

$$\frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} - \alpha \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} = \frac{k}{\mu} \nabla^2 p, \quad (1.7)$$

где η – модуль Био;

k – проницаемость породы, м²;

μ – вязкость флюида, Па·с.

Для определения напряженно-деформированного состояния (НДС) пористой среды необходимо совместное решение уравнений, описывающих упругое состояние (1.1-1.6) и процессы фильтрации (1.7).

При сохранении постоянного объема $\varepsilon_v = 0$, уравнение фильтрации можно упростить до вида формулы 1.8 [4]:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{n \cdot \mu (\beta_f + \beta_1)} \nabla^2 p, \quad (1.8)$$

где n – пористость, д.ед;

β_f – сжимаемость флюида, Па⁻¹;

β_1 – сжимаемость породы при $\varepsilon_v = 0$, Па⁻¹.

Для случая одномерного уплотнения (при отсутствии горизонтальных деформаций и постоянстве полных вертикальных напряжений) вертикальная деформация определяется по формуле 1.9 [4]:

$$\varepsilon_z = \frac{1}{K + \frac{4G}{3}} \alpha (p_0 - p) = c_m \alpha \Delta p, \quad (1.9)$$

где c_m – коэффициент одномерного уплотнения;

p_0 – начальное давление, Па

p – текущее давление, Па.

Автором работы [4] отмечается, что уравнение (1.9) применимо в случае глубокозалегающих пород малой пористости.

В работе [77] описана методика расчета изменения проницаемости и пористости по методу нагружения при поддержании неизменного порового давления. Деформация при одноосном сжатии в условиях дренирования изменяется по формуле 1.10:

$$e = e_{11} = \frac{\sigma_{11}^f - (1-m_0)\beta_1 K p_0}{(1-m_0)(\lambda_1 + 2\lambda_2)} = -\frac{B}{1-m_0} p_{эф} = -\frac{1+\nu}{3\nu K(1-m_0)} p_{эф}, \quad (1.10)$$

где $p_{эф}$ – эффективное давление, Па;

σ_{11}^f – фиктивные напряжения, Па;

m_0 – пористость, д. ед.;

$\beta_0 K, \beta_1 K$ – сцементированность пористой среды;

p_0 – начальное пластовое давление, Па;

λ_1 – первый параметр Ламе, Па;

λ_2 – второй параметр Ламе, Па;

ν – коэффициент Пуассона, д.ед.

Соотношение $\varepsilon = \beta_1 K$ называется механической характеристикой горной породы – критерием степени уплотнения грунта или степени сцементированности горной породы. Пористая среда считается мягкой при $\varepsilon \ll 1$, чем ближе показатель сцементированности к единице, тем труднее переупаковываются частицы, тем жестче они связаны друг с другом [77].

Для песчано-глинистых и карбонатных пород-коллекторов коэффициент сжимаемости пор на 1-2 порядка выше коэффициента сжимаемости твердой фазы. Таким образом основные деформации пористых пород обусловлены преимущественно деформациями порового пространства [4].

Коэффициент сжимаемости пор, сжимаемости среды и сжимаемости скелета породы для заданного давления находятся по формулам 1.11-1.13 [28, 77]:

$$\beta_{II} = \left(\frac{1}{v_{IIOP}} \right) \frac{\Delta v_{IIOP}}{\Delta p_*} = \frac{\beta_C}{m_0}; \quad (1.11)$$

$$\beta_C = \frac{\Delta m}{\Delta p_*} = \frac{1}{v_0} \frac{\Delta v_{IIOP}}{\Delta p_*}; \quad (1.12)$$

$$\beta_{TB} = \frac{\Delta e}{\Delta p_*} = \frac{1}{v_0} \frac{\Delta v}{\Delta p_*}, \quad (1.13)$$

где β_{II} – сжимаемость пор, Па⁻¹;

β_C – сжимаемость среды, Па⁻¹;

β_{TB} – сжимаемость скелета породы, Па⁻¹;

v_0 – начальный объем образца, м³;

Δv – изменение полного объема образца, м³;

Δv_{IIOP} – изменение объема пор, м³;

m_0 – начальная пористость, д. ед.;

Δm – изменение пористости, д. ед.;

Δp_* – фиксируемая (одновременно с поровым давлением) величина приложенной нагрузки (эффективное давление), Па.

Напряженное состояние, в котором находятся породы-коллекторы нефти и газа, характеризуется эффективным давлением (1.14) [107]:

$$p_{эф} = p_{вн} - np_{пл}, \quad (1.14)$$

где $p_{вн}$ – внешнее давление вышележащих пород, Па;

$p_{пл}$ – пластовое давление (внутреннее), Па;

n – коэффициент, характеризующий величину пластового давления, идущего на разгрузку внешнего давления [107].

Коэффициент $n = (1 - m_0)\beta_1 K$ показывает какую долю порового давления необходимо учитывать. Наиболее часто используемые значения находятся в диапазоне $0,7 \div 0,95$ [77, 125, 138].

Эффективное давление определяется по формуле 1.15:

$$p_{эф} = -\sigma_{11}^f + (1 - m_0)\beta_0 K p_0 = q - (1 - m_0)\beta_1 K p_0 = q - n p_0, \quad (1.15)$$

где q – полная приложенная нагрузка, Па.

Капиллярное давление так же вносит свой вклад в НДС [122]. Однако в большинстве случаев его влиянием на эффективное давление можно пренебречь в виду относительно малых величин.

Из уравнений неразрывности и обобщенного закона Гука устанавливается связь (1.16) между приращением пористости Δm , объемной деформацией Δe образца и приращением порового давления Δp [77]:

$$\Delta m = (1 - m_0)(1 - \beta_1 K)(\Delta e + \beta_1 \Delta p) \quad (1.16)$$

Влияние эффективного давления на изменение пористости пород с высокой точностью описывается экспоненциальной зависимостью 1.17 [77]:

$$m = m_0 \exp[a_m(p^f - p_0^f)], \quad (1.17)$$

где m_0 – коэффициент пористости при начальном давлении p_0^f ;

m – коэффициент пористости при давлении p^f ;

$a_m \approx \beta_{II}$ – коэффициент сжимаемости пор, Па⁻¹.

Расчет проницаемости производится как функция пористой среды (1.18):

$$k = k_0 \left(\frac{m}{m_0} \right)^{a_k/a_m}, \quad (1.18)$$

где $a_k/a_m \approx 10$ для песчаных пород;

k – проницаемость при эффективном давлении, м²;

m – пористость при эффективном давлении, д. ед.;

a_k, a_m – коэффициенты изменения проницаемости и сжимаемости пор соответственно, Па⁻¹.

1.3 Влияние напряженно-деформированного состояния пластов на свойства пород

Изучением влияния НДС пласта на свойства пород посвящено много работ [11, 37-42, 56-60, 67, 72, 94, 108]. Большинство работ посвящено увеличению эффективности бурения и ГРП, оценке устойчивости стволов скважин и решению задач пескопроявлений.

В работах [38, 60] приводятся результаты теоретических и экспериментальных исследований в области геомеханики нефтяных и газовых скважин. Коллективом авторов изучались вопросы влияния напряжений, возникающих в окрестностях скважин, на фильтрационные свойства призабойной зоны пласта (ПЗП), а также условий устойчивости стволов скважин. Влиянию деформационно-прочностных и фильтрационных свойств породы и сжимаемости флюидов на состояние ПЗП при снижении забойного давления посвящены работы [37, 39]. Вопросам устойчивости стволов наклонно-направленных и горизонтальных скважин посвящены работы [40-42, 56-59]. Однако в большинстве работ не рассматриваются вопросы изменения фильтрационных свойств пласта в удаленной от скважины зоне.

Авторами [37-42, 56-60] отмечается образование в призабойной области зон нарушенной структуры (ЗНС), зависящий в значительной степени от прочностных свойств в ней и в упругой зоне. Уменьшение прочностных характеристик породы и наличие фильтрации в скважину приводит к увеличению радиуса ЗНС.

В статье [62] автором описаны экспериментальные исследования карбонатных пород-коллекторов для условий месторождения Припятского

прогиба. Породы-коллекторы представлены карбонатными породами различного литологического состава. Преобладают трещиноватые, кавернозные, включая тонко- и крупнозернистые, доломитизированные и псевдобрекчиевидные известняки и доломиты с различной степенью глинистости. Эффективная пористость и достаточная проницаемость пород являются следствием доломитизации, перекристаллизации, растворения и трещинообразования. Следствием этих процессов является неравномерность распределения порового пространства в объеме породы и изменчивость ФЕС по площади залегания.

В ходе эксперимента (рисунки 1.3-1.4) газопроницаемость образца определялась при различных давлениях обжима (то есть внешнего или горного давления). Начальная точка измерений соответствует давлению обжима 3 МПа. Давление ступенчато увеличивалось на 3 МПа - до 18 МПа. Каждое повышение давления сопровождалось выдерживание образца при текущем давлении в течение 2 часов, после чего определялась его проницаемость по газу.

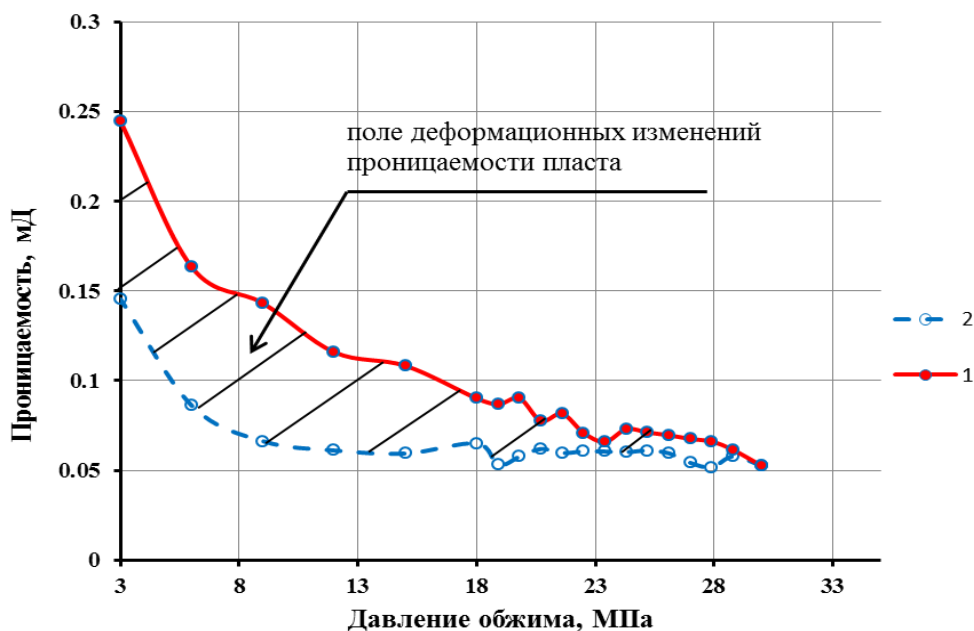


Рисунок 1.3 – Изменение проницаемости карбонатных пород-коллекторов трещинного типа (семилюкский горизонт, Припятский прогиб) от давления обжима. 1 – прямой ход – повышение давления обжима; 2 – обратный ход – понижение давления обжима [62]

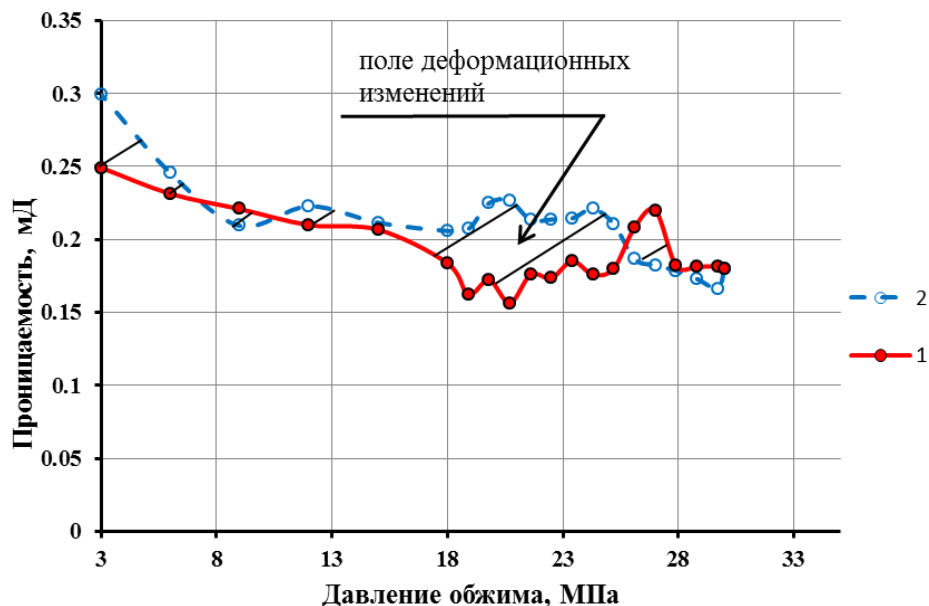


Рисунок 1.4 – Изменение проницаемости карбонатных пород-коллекторов трещинного типа (межсолевые отложения, Припятский прогиб) от давления обжима. 1 – прямой ход – повышение давления обжима; 2 – обратный ход – понижение давления обжима [62]

Повышение давления обжима с 18 МПа до 30 МПа происходило с шагом 0,9 МПа. После достижения 30 МПа давление ступенчато снижалось до 18 МПа с шагом 0,9 МПа и до 3 МПа с шагом 3 МПа. Общая продолжительность эксперимента составила 76 часов.

Исследователи установили, что происходит смятие контактов и смыкание трещин в процессе увеличения давления обжима. При этом происходит ухудшение фильтрационных свойств вплоть до полной потери проницаемости. Также было установлено, что деформация пород трещинного типа вызывает развитие новых трещин и раскрытие существующих систем трещин.

Основные выводы авторов и результаты анализа статьи [62]:

- необходимо оказывать воздействие на пласт способное привести к разуплотнению матрицы;
- на всех стадиях разработки месторождений нефти и газа (бурение, вызов притока, эксплуатация, применение методов увеличения нефтеотдачи) необходимо проводить мониторинг НДС для эффективного управления разработкой;

– в целях сохранения пластовой энергии и продления работы скважин в упругом режиме, необходимо как можно дольше удерживать попутный газ и газ газовой шапки;

– в процессе разработки под действием перепадов и перераспределения давления в породах-коллекторах возникают процессы образования и ликвидации систем трещин;

– при использовании ГРП необходимо проводить тщательный анализ возможных осложнений при росте трещины, чтобы избежать прорывов в водоносные пласты;

– при эксплуатации изолированных залежей продлевать период работы на упругом режиме опережающим заводнением.

В статье [133] были проведены испытания на трехосное сжатие с целью изучения параметров трещинообразования с различными типами заполнения искусственных трещин и изменения проницаемости в процессе разрушения образцов песчаника. Снижение проницаемости во время испытания наблюдалось при приближении к пределу прочности образцов и зависело от материала заполнения искусственной трещины и от путей распространения естественных трещин, возникающих в процессе нагружения образца.

Авторами работы [92] проводились лабораторные исследования влияния эффективного напряжения на проницаемость средне- и мелкозернистых песчаников. Установлено влияние размера зерен матрицы породы-коллектора на характер изменения коэффициента проницаемости песчаника. Авторами зафиксированы необратимые деформации, происходившие при ступенчатом нагружении/снятии нагрузки, что привело к потере первоначальной проницаемости породы-коллектора. Среднезернистые песчаники подвергаются более сильной необратимой деформации, чем средне- и мелкозернистые. Авторы рекомендуют проводить лабораторные исследования керн для определения коэффициента чувствительности к давлению γ для конкретного типа материала.

Несмотря на проработанность темы исследования, авторами работы учитывалось равнокомпонентное сжатие в условиях $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$ без изменения осевого напряжения σ_1 при проведении исследований.

В работе [131] проанализированы существующие методы описания изменения проницаемости пород. Проведен численный анализ результатов исследований керна и результатов промысловых испытаний скважин. Указывается, что для рассматриваемых условий месторождений севера Пермского края изменение проницаемости можно описать одними и теми же уравнениями (экспоненциальным и степенным), независимо от типа породы и типа коллектора (рисунок 1.5).

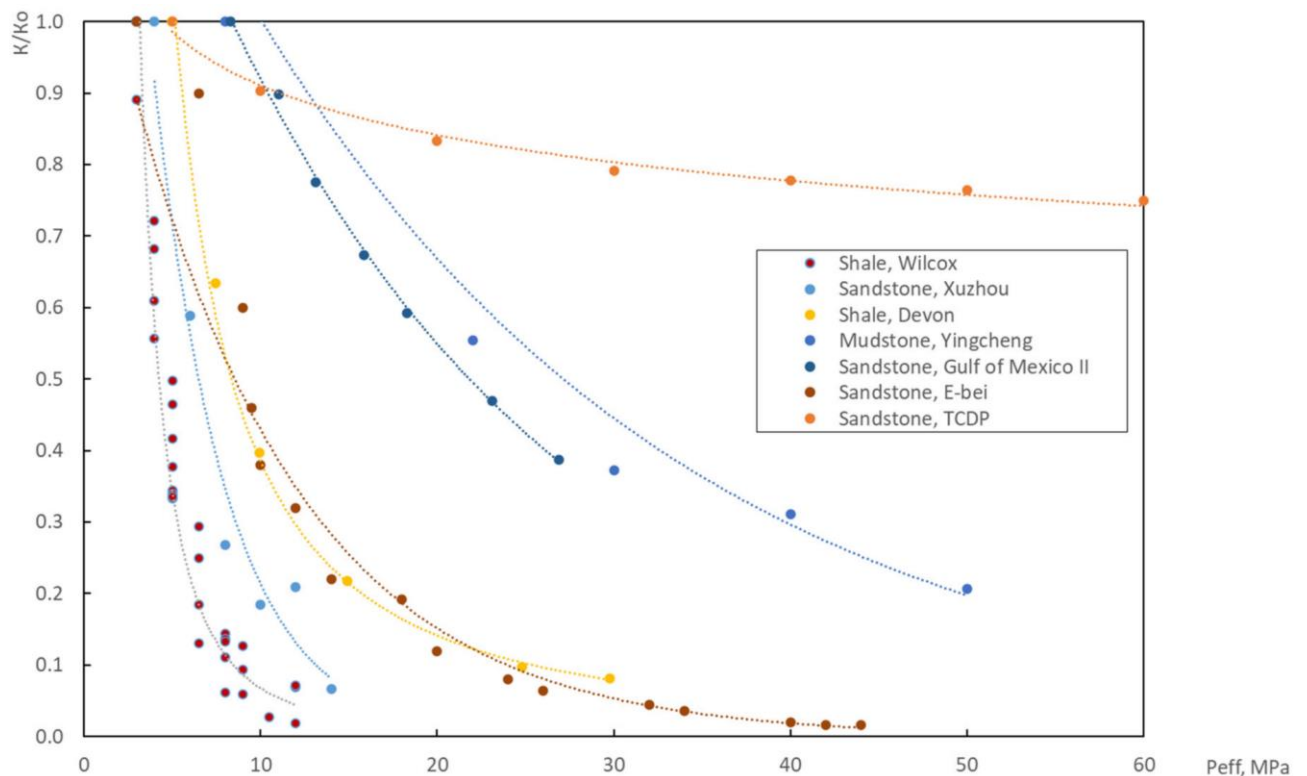


Рисунок 1.5 – Зависимости изменения проницаемости образцов терригенных пород от эффективного давления [131]

По результатам испытаний скважин наблюдается интенсивное снижение проницаемости с ростом эффективного давления. Отмечается, что в настоящее время в пластах происходят значительные необратимые деформации на рассматриваемых месторождениях. Отмечается возможность оптимизации разработки месторождений нефти с помощью прогнозирования изменения проницаемости от эффективного давления. Авторы указывают, что проведение

прямых испытаний на скважинах позволяет учитывать индивидуальные особенности пласта вокруг скважины и отражают реальные условия, в то время как лабораторные исследования, несмотря на их преимущества, проводятся на ограниченном объеме керна, представляющим собой незначительные по размерам интервалы пласта. Также авторами отмечается чувствительность низкопроницаемых коллекторов к изменению давления и указывается высокая важность постоянного мониторинга пластового давления и необходимость принятия неотложных мер при снижении пластового давления, что позволит поддерживать дебиты нефти на новых скважинах и боковых стволах и, в конечном итоге, повысить общую нефтеотдачу пластов за счет сохранения проницаемости породы [131].

Авторами работы [132] были проведены исследования по определению зависимости проницаемости пористых пород от эффективного давления. Авторы поставили перед собой задачу переход от функции двух переменных (порового давления и давления обжима) к функции эффективного давления, зависящей только от одного параметра. Был разработан метод определения эффективного давления, проведены исследования 26 образцов песчаника. Значения коэффициента Био (в данной работе обозначаемый как коэффициент κ_s) принимали значительные различия между образцами, варьируясь по величине и диапазону. Одной из ключевых особенностей исследования было то, что для большинства испытанных образцов функция $\kappa_s(p_f, p_c)$ может быть описана как убывающая функция дифференциального давления Терцаги $\kappa_s(p_c - p_f)$.

При анализе результатов авторы использовали представленные в литературе три математические модели - экспоненциальную (E), степенную (P) и модель Уолша (W) по формулам 1.19-1.21.

$$(E) \ln(k) = A p_{eff} + B, \quad (1.19)$$

где k – проницаемость, м²;

p_{eff} – эффективное давление, Па;

A – коэффициент, равный $A = -\gamma$, Па⁻¹;

B – коэффициент, равный $B = \gamma p_r + \ln(k_r)$, м²;

γ – эмпирический коэффициент, Па⁻¹;

k_r – репрезентативная проницаемость, м²;

$p_r = 20$ МПа – значение, общее для всех экспериментов.

$$(P) \ln(k) = A \ln(p_{eff}) + B, \quad (1.20)$$

где A – коэффициент, равный $A = -\alpha$, Па⁻¹;

B – коэффициент, равный $B = \alpha \ln(p_r) + \ln(k_r)$, м²;

α – эмпирический коэффициент (экспонента), Па⁻¹.

$$(W) k^{\frac{1}{3}} = A \ln(p_{eff}) + B, \quad (1.21)$$

где A – коэффициент, равный $A = -k_r^{\frac{1}{3}} \sqrt{2} \frac{h}{a_r}$, Па⁻¹;

B – коэффициент, равный $B = k_r^{\frac{1}{3}} \left(1 + \sqrt{2} \frac{h}{a_r} \ln(p_r) \right)$, м²;

$S = \sqrt{2} \frac{h}{a_r}$ – эмпирический коэффициент, Па⁻¹.

По мнению авторов, выбор той или иной зависимости стоит производить в зависимости от характеристик конкретной породы. Полученные результаты продемонстрировали, что модель Уолша наиболее адекватно описывает поведение образцов с выраженной зависимостью проницаемости от давления. Экспоненциальная модель лучшим образом подходит для пород, проявляющих низкую чувствительность к давлению. По мнению авторов, проведенные микроструктурные 2-D и 3-D исследования подтверждают выявленные в ходе эксперимента закономерности.

Несмотря на достаточно углубленный анализ зависимостей проницаемости от эффективного давления и обширные экспериментальные данные, к недостаткам данных исследований можно отнести сравнительно малый размер образцов для определения проницаемости (2,5 см в диаметре и 4 см в длину) и использование в процессе определения проницаемости только газообразного флюида – азота. Также стоит отметить, что авторами не изучалось изменение проницаемости при не равнокомпонентном сжатии.

В статье [147] рассматривался вопрос изучения изменения механических характеристик и коэффициента проницаемости образцов песчаника, содержащих трещину, которая была залечена гипсом. Моделирование трещины осуществлялось путем распила образца породы под различными углами – 0° , 30° , 45° , 60° и 90° относительно продольной оси, после чего распиленная порода была соединена при помощи гипса. Проведенные фильтрационные испытания сопровождались нагружением в осевом направлении до полного разрушения образца. Давление обжима для всех испытаний было равным 20 МПа и не изменялось на протяжении испытания.

Наибольшие значения предела прочности были достигнуты при существенном расхождении углов между осевым и тангенциальным направлениями трещины. Предел прочности таких образцов сопоставим с пределом прочности неповрежденных образцов (без залеченной гипсом трещины распила). Разрушение имело характер сдвигового – происходило перпендикулярно плоскости предварительно подготовленной трещины. Изменения проницаемости также сопоставимо с изменением проницаемости неповрежденных образцов: незначительное снижение при нагружении образца, рост на стадии упругости, затем резкий рост примерно на порядок.

При малых углах наклона залеченной гипсом трещины наблюдается снижение предела прочности. Механизм разрушения материала реализуется в направлении плоскости трещины. На стадии уплотнения породы проницаемость снижается. При дальнейшем нагружении породы проницаемость резко возрастает до тех пор, пока нагружение осуществляется в области упругого деформирования породы. После выхода из области упругого деформирования проницаемость постепенно снижается до разрушения образца породы.

Наименьшее значение предела прочности характерно для трещины, расположенной вдоль оси нагружения образца. В этом случае разрушение происходит вдоль поверхности трещины путем раскола. Здесь авторами отмечается кратковременное снижение проницаемости на стадии уплотнения сменяющееся постепенным ростом по выпуклой траектории.

Авторами установлена закономерность, согласно которой увеличение угла предварительно созданной распилом и залеченной гипсом трещины от 0° до 90° сопровождается снижением начальной проницаемости на два порядка. При этом образцы с залеченной трещиной показывают более высокие показатели начальной проницаемости по сравнению с неповрежденными образцами.

Несмотря на качественную проработку темы исследований, авторами не исследовалось влияние эффективного давления на проницаемость исследованной группы образцов. Полученные результаты в большей степени применимы к добыче полезных ископаемых открытым способом и не учитывают особенности разработки нефтяных и газовых месторождений.

1.4 Влияние флюидов на свойства пород

Процесс разработки месторождений нефти принято подразделять на четыре стадии. Типовой график разработки нефтяного месторождения представлен на рисунке 1.6.

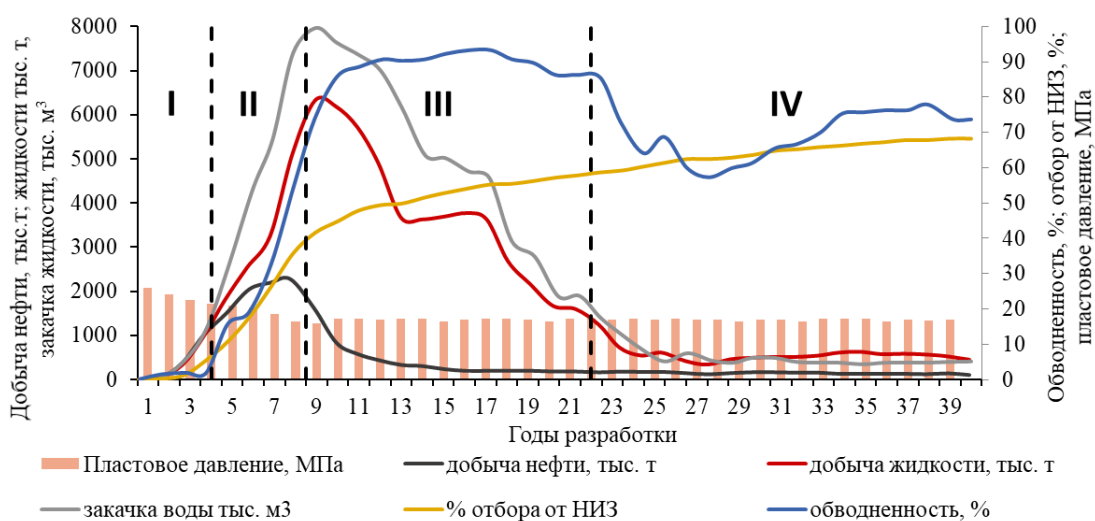


Рисунок 1.6 – Типовой график разработки месторождения нефти
(составлено автором)

Для первой стадии разработки месторождения нефти характерны интенсивная добыча нефти, рост числа добывающих скважин и резкое падение пластового давления.

Второй стадии разработки месторождения нефти свойственно также увеличение количества скважин, рост добычи нефти и начало роста обводненности добываемой продукции.

Третья стадия заключается в снижении объемов добываемой нефти, существенным уменьшением рабочего фонда скважин, значительным ростом обводненности добываемой продукции.

Четвертая стадия разработки месторождения нефти является заключительной. Характеризуется малыми темпами добычи нефти, высокой обводненностью, уменьшением количества работающих скважин.

С самого начала процесса разработки месторождения нефти пласт претерпевает изменения. Одно из таких изменений напрямую связано с обводнением продукции скважин. Постепенная смена насыщающего породу флюида способна вызывать физические и химические процессы в пласте.

В статье [121] приведены результаты исследования физико-механических свойств от насыщенности на 80 образцах песчаника Berea. Образцы диаметром 25,4 мм и длиной 41,28 мм экстрагировались и высушивались в течение 48 часов. Пористость определялась гелиевым порозиметром, проницаемость – пермеаметром. Средняя проницаемость составила 643 мД. В ходе эксперимента в качестве жидкостей насыщения использовались нефть и минерализованная вода (1,2 г/л) в различной процентной концентрации.

В эксперименте образцы насыщались в следующем соотношении:

группа 1 – сухие образцы;

группа 2 – образцы, полностью насыщенные нефтью ($S_o=100\%$);

группа 3 – $S_o=80\%$ и $S_w=20\%$;

группа 4 – $S_o=60\%$ и $S_w=40\%$;

группа 5 – $S_o=50\%$ и $S_w=50\%$;

группа 6 – $S_o=40\%$ и $S_w=60\%$;

группа 7 – $S_o=20\%$ и $S_w=80\%$;

группа 8 – образцы, полностью насыщенные водой ($S_w=100\%$).

После насыщения было определено удельное сопротивление всех групп образцов (рисунок 1.7), затем были проведены испытания на одноосное сжатие (рисунки 1.8 и 1.9).

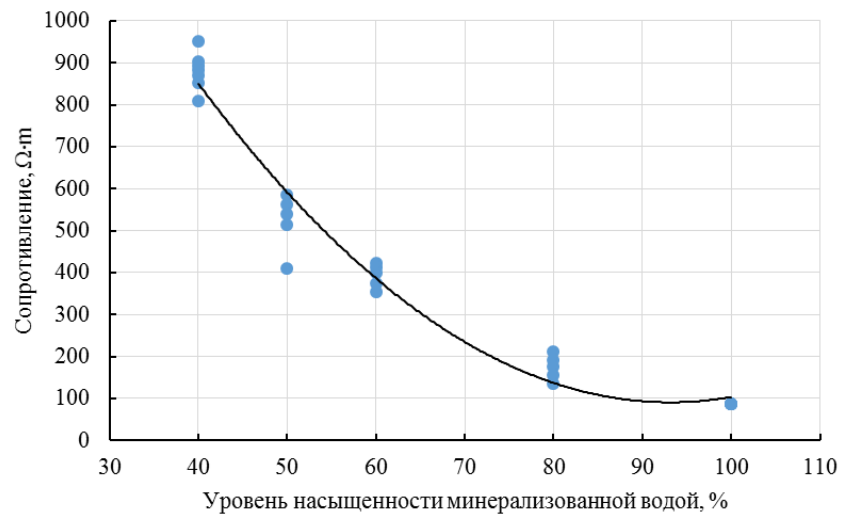


Рисунок 1.7 – Зависимость сопротивления от насыщенности водой [121]

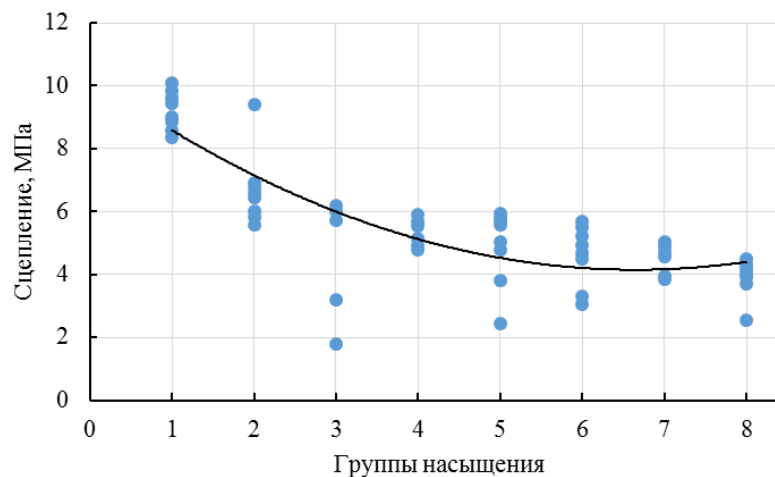


Рисунок 1.8 – Сцепление при различных группах насыщенности [121]

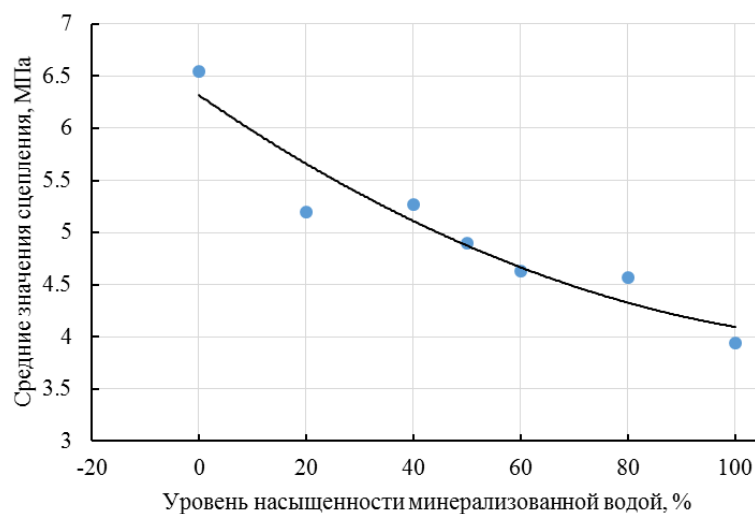


Рисунок 1.9 – Средние значения сцепления в зависимости от насыщения минерализованной водой (не включая сухие образцы) [121]

Построены зависимости угла разрушения от насыщенности минерализованной водой (рисунок 1.10).

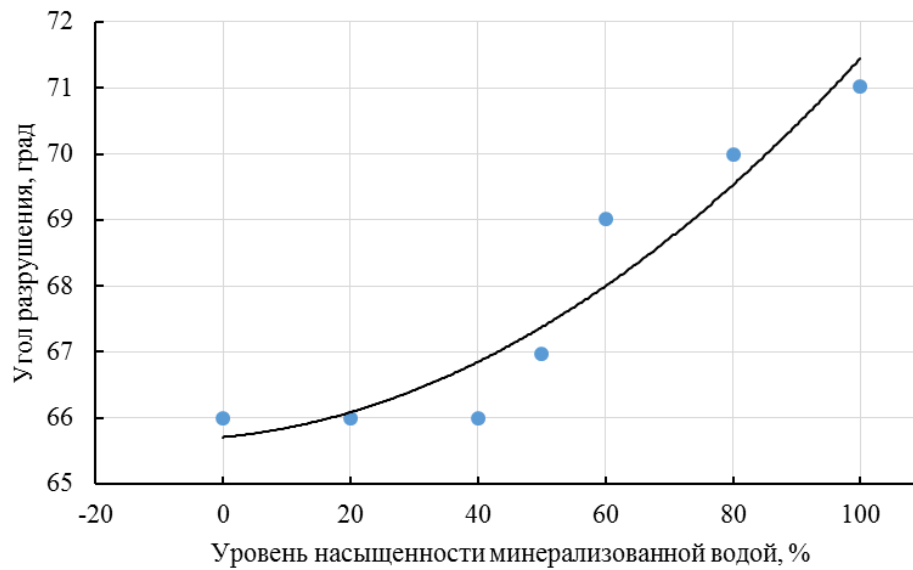


Рисунок 1.10 – Зависимость угла разрушения от насыщенности минерализованной водой [121]

Определена зависимость максимальной нагрузки от пористости образцов – увеличение пористости снижает прочностные характеристики для всех испытанных групп образцов (рисунки 1.11-1.13).

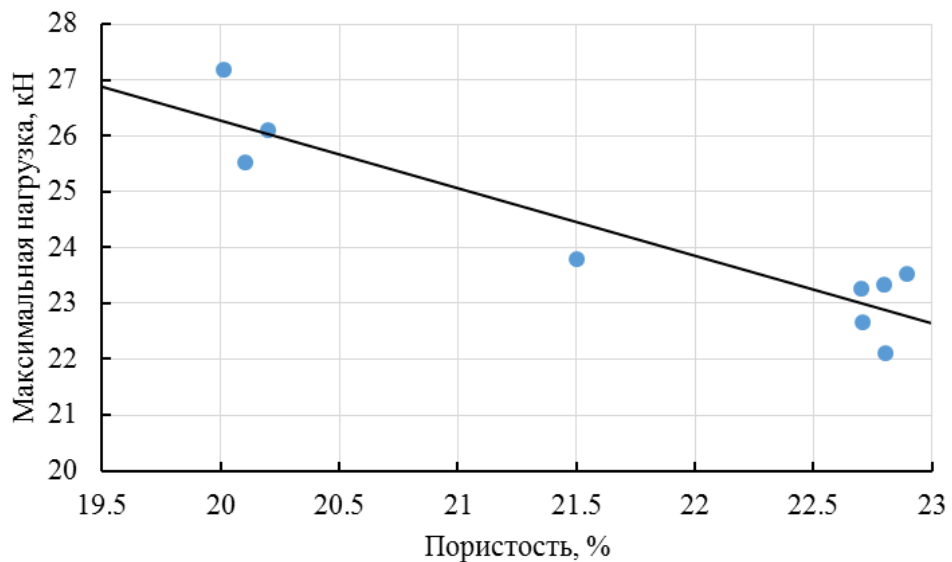


Рисунок 1.11 – Зависимость разрушающей нагрузки от пористости сухих образцов [121]

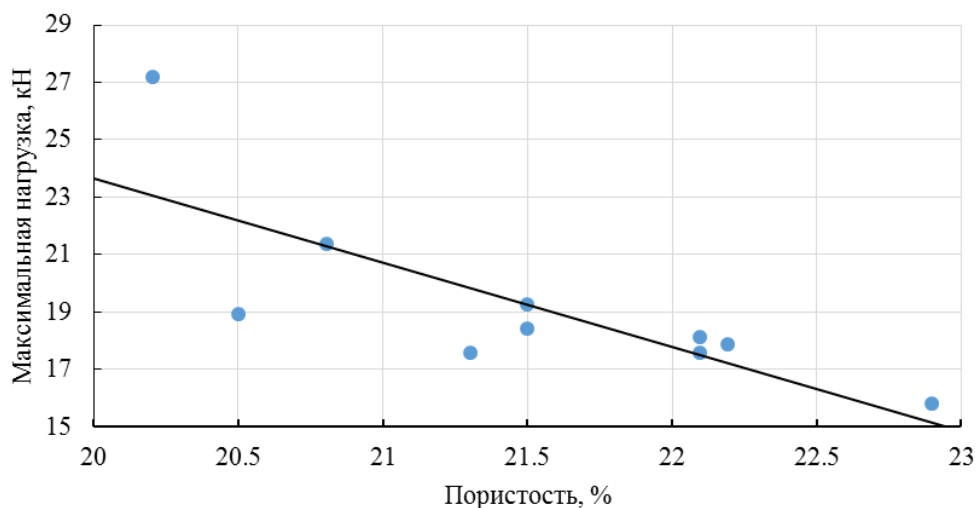


Рисунок 1.12 – Зависимость разрушающей нагрузки от пористости нефтенасыщенных образцов [121]

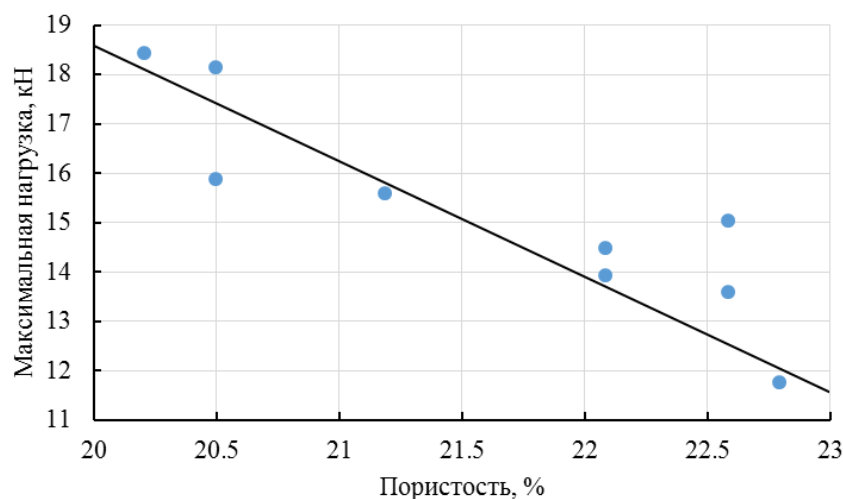


Рисунок 1.13 – Зависимость разрушающей нагрузки от пористости водонасыщенных образцов [121]

Основные выводы, сделанные в статье [121]:

- сцепление, определенное по кругам Мора, максимально у сухих образцов. Сцепление нефтенасыщенных образцов меньше, чем у сухих примерно на 30%, при этом сцепление водонасыщенных образцов минимально. Сцепление горных пород значительно уменьшается с ростом объема минерализованной воды в образцах;
- угол разрушения увеличивается с ростом объема минерализованной воды (см. рисунок 1.10);
- образцы пород с более низкой пористостью показывают более высокое сцепление при одном и том же уровне насыщения;

– модуль Юнга сухих пород имел максимальные значения (5,35 ГПа), для нефтенасыщенных образцов – 4,4 ГПа, а для образцов, насыщенных минерализованной водой модуль Юнга имел минимальные значения (1,87 ГПа).

К минусам методики насыщения образцов 3 и 4 групп ($S_o=80\%$ и $S_w=20\%$; $S_o=60\%$ и $S_w=40\%$) можно отнести то, что после насыщения необходимым объемом минерализованной воды, образцы были герметизированы, а затем помещены в холодильную камеру для того, чтобы не вызвать потерь воды при донасыщении образцов нефтью в вакуумной камере. Авторы не учитывали возможного негативного эффекта на прочность породы при замерзании воды в порах образца, что могло повлиять на результаты эксперимента.

В работе [123] приведены результаты исследований механических свойств насыщенных водой осадочных пород. Исследованы три типа песчаников и один тип сланцевой породы. Отмечается влияние жидкости насыщения на прочность и на свойства разрушения осадочных пород. Определялись прочность на разрыв по бразильскому методу (BTS), модуль Юнга (YM), скорость продольных волн и показатели вязкости разрушения (FT) при испытаниях на изгиб. Все перечисленные механические и трещинные свойства ухудшаются с увеличением степени насыщения. Только поведение продольной волны зависит от начальной пористости породы. Подчеркивается, что механическое поведение разрушения насыщенных пород значительно отличается от сухих пород. В работе указывается, что наличие сведений о насыщенности и свойствах породы позволяет провести расчет чистой и смешанной вязкости разрушения (FT) пород. Этот метод особенно эффективен при работе с хрупкими осадочными породами, для которых сложно изготовить образцы для испытаний на изгиб, а также в ситуациях, когда доступны только результаты каротажа без образцов керна. Также авторы указывают, что очень низкие или высокие температуры будут иметь значительное влияние на поведение насыщенных пород.

Несмотря на приведенные обширные экспериментальные данные, в работе авторов не рассматривалось влияние на свойства пород углеводородных жидкостей, а также влияние на свойства пород при насыщении водой и

углеводородных жидкостей в различном соотношении. Также определялась скорость прохождения упругих волн, но не приводились данные по статическим упругим свойствам.

В работе [124] исследовалась нелинейная природа динамического модуля упругости сухих образцов, находящихся в зоне линейной упругости. В работе представлены результаты определения границы зоны линейной упругости на образцах диаметром 7,5 мм при квазистатичном нагружении. Затем изучались упругие свойства пород на двух частотах: 25 Гц и 40 Гц при различной амплитуде нагружений. В результате был подтвержден нелинейный характер динамических упругих модулей обломочной породы (песчаника).

Несмотря на сложность проведенных исследований, в эксперименте изучались свойства только сухих пород и не были определены статические упругие свойства пород.

В работе [129] были измерены прочность на сжатие и растяжение песчаников «Red» (мелкозернистый, пористость 5%) и «Buff» (крупнозернистый, пористость 18%) в условиях статической, быстрой и динамической нагрузки, а также изучено влияние пористости и гидратации на эти параметры. Среди основных выводов авторов стоит отметить вывод о том, что прочность на сжатие и растяжение увеличивается с увеличением скорости нагружения, причем влияние на прочность на растяжение было более выраженным, чем влияние на прочность на сжатие. Также авторами отмечается снижение прочности при водонасыщении примерно на 20%, в то время как модуль Юнга, определенный по результатам испытаний на сжатие, был значительно больше для песчаника «Buff» в сухом состоянии, чем в насыщенном, но значения модуля Юнга для песчаника «Red» в сухом состоянии и в насыщенном состоянии существенно не отличались.

Несмотря на обширные экспериментальные исследования, авторы рассматривали вопрос изменения свойств сухих и насыщенных водой образцов, не рассматривая насыщение другими жидкостями.

В работе [135] изучалось изменение прочностных и упругих характеристик сланца «Barnett» при водонасыщении. Авторы отмечают, что геомеханические

свойства, измеренные с использованием сухих образцов, страдают существенными недостатками так как в пластовых условиях большинство пород-коллекторов содержат определенное количество реликтовой воды. В качестве жидкости насыщения авторы использовали минерализованную воду (КСІ). Экспериментальные результаты показали, что водонасыщенность оказывает значительное влияние на модуль Юнга и предел прочности породы при одноосном сжатии. Модуль Юнга и предел прочности породы при одноосном сжатии линейно уменьшаются с увеличением водонасыщенности. Связь между водонасыщенностью и коэффициентом Пуассона неочевидна. Снижение модуля Юнга и предела прочности породы при одноосном сжатии авторами объясняется следующим образом: насыщение сланца водой приводит к изменению структуры породы через микропоры; с уменьшением водонасыщения увеличивается капиллярное давление, которое увеличивает модуль Юнга и предел прочности породы при одноосном сжатии. И наоборот, когда водонасыщение увеличивается, капиллярное давление уменьшается, также уменьшаются модуль Юнга и предел прочности породы при одноосном сжатии.

Связь между водонасыщенностью (S_w) и модулем Юнга (E) авторы работы задают по формуле 1.22:

$$E = -22820 \cdot S_w + 3758859, \quad (1.22)$$

где E – модуль Юнга, Па;

S_w – водонасыщенность, %.

При этом коэффициент соответствия данных $R^2 = 0,69$.

Связь между водонасыщенностью (S_w) и пределом прочности породы при одноосном сжатии по мнению авторов линейна и представляется в виде формулы 1.23:

$$UCS = -43 \cdot S_w + 4357, \quad (1.23)$$

где UCS – предел прочности породы, Па.

При этом коэффициент соответствия данных $R^2 = 0,7627$.

Несмотря на такие положительные особенности данного исследования, как изучение влияния минерализованной воды на предел прочности породы и модуль

упругости Юнга, авторами не изучалось совместное влияние воды и углеводородных жидкостей на эти свойства. Так же результаты исследований применимы только для рассматриваемого типа пород, а именно сланцев «Barnett».

Авторами работы [142] проделан подробный анализ механических свойств значительного количества сланцевых пород. Испытания проводились для сланцев с различным минералогическим составом, пористостью и возрастом. Определялись пределы прочности при одноосном и трехосном сжатии, растяжении и статический модуль упругости Юнга для условий различных всесторонних давлений, температур и скоростей деформирования. Авторами установлено, что прочность на сжатие и упругие модули сильно зависят от состава сланца, пористости и содержания воды, от условий давлений и температур и, в меньшей степени, от скорости деформации. Установлено, что свойства изменяются от напластования относительно направления нагрузки. Обнаружен переход от хрупкой к полухрупкой деформации при высоких давлениях и температурах. В преимущественно хрупком режиме до давлений 100 МПа прочность на сжатие нелинейно увеличивается с ростом давления и почти линейно коррелирует с модулем Юнга.

Несмотря на обширные исследования большого количества образцов при широкой вариации давлений и температур, авторы не определяли влияние жидкостей насыщения при различной насыщенности для всего объема изученных пород. Также исследователи определяли свойства только сланцевых пород.

Авторами работы [150] было проведено исследование влияния содержания воды на модели разрушения горных пород и характеристики акустической эмиссии. Проведены испытания на одноосное сжатие и численное моделирование для изучения процессов развития микротрещин и моделей разрушения в красных песчаниках с различным содержанием воды. Авторы отмечают, что увеличение содержания воды снизило прочность породы, модуль Юнга, отношение деформации к пиковой деформации на стадии упругого деформирования, максимальную энергию одного события АЭ и среднюю энергию АЭ.

Несмотря на глубокую проработанность исследований свойств красных песчаников, авторами исследовались образцы низкопористых песчаников (до 3%) для целей гражданского строительства, что не позволяет полноценно применить полученные результаты к более пористым нефтяным породам-коллекторам, промышленная разработка которых является экономически обоснованной.

1.5 Влияние поверхностно-активных веществ на свойства пород

В работе [13] авторы проводили исследования влияния различных жидкостей насыщения на прочность пород Приобского месторождения. Авторами проанализирована целесообразность использования ГРП на месторождении; рассмотрен комплекс факторов, определяющих фильтрационно-емкостные свойства пород коллекторов; представлены результаты лабораторных испытаний по определению предела прочности при одноосном сжатии образцов керна различной насыщенности (минерализованной и пресной водой, углеводородной жидкостью и водным раствором гидрофобизатора [13]). Относительная прочность пород при одноосном сжатии по минерализованной воде составила: 1,21 для пресной воды; 1,29 для дизельного топлива и 1,42 для дегазированной нефти Приобского месторождения.

На рисунке 1.14 отражены результаты определения относительного изменения проницаемости и пористости от горного давления. Как объясняют авторы, значительное снижение проницаемости породы-коллектора обуславливается малым размером пор, уменьшение объема которых приводит к перекрытию ранее проницаемых каналов и ухудшению фильтрационной способности.

В процессе анализа полученных данных авторами в работе [13] была использована аппроксимационная зависимость предела прочности образцов породы, насыщенной моделью пластовой воды, от ее пористости (рисунок 1.15). На рисунке 1.16 представлены коэффициенты относительной прочности в зависимости от содержания гидрофобизатора.

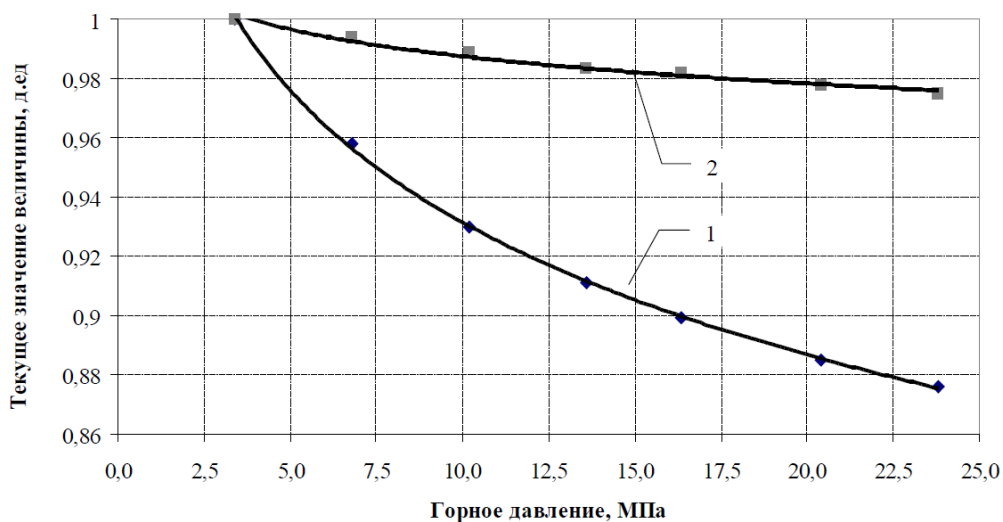


Рисунок 1.14 – Кривые относительного изменения проницаемости (1) и пористости (2) от горного давления [13]

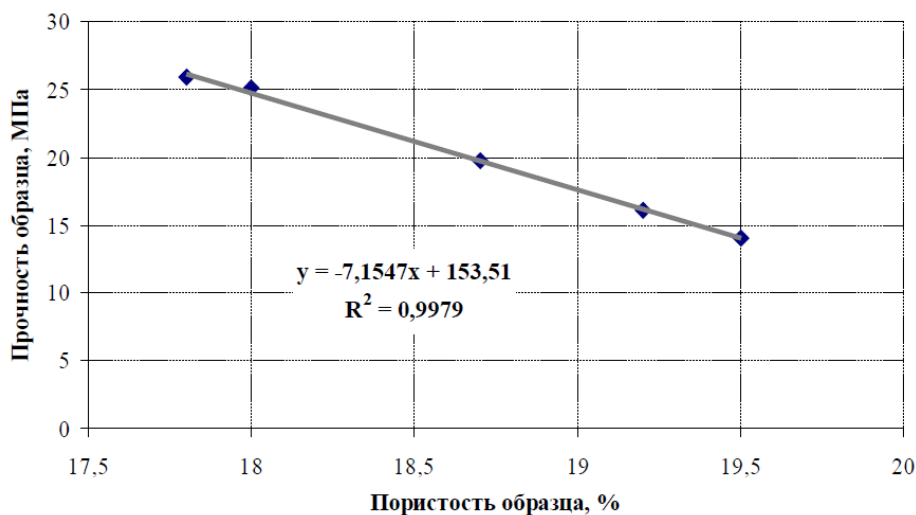


Рисунок 1.15 – Зависимость предела прочности образца породы, насыщенного моделью пластовой воды, от абсолютной пористости [13]

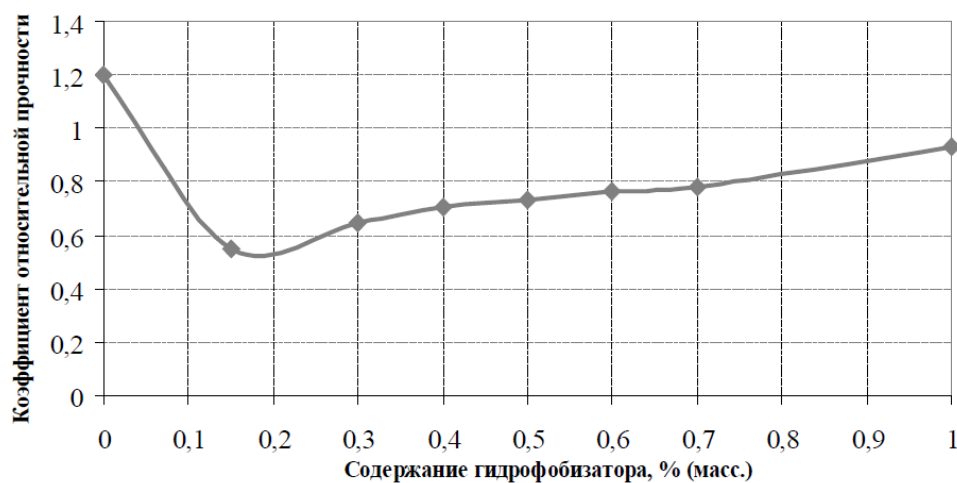


Рисунок 1.16 – Зависимость коэффициентов относительной прочности образцов от содержания гидрофобизатора [13]

Полученные результаты авторы объясняют формированием на поверхности взаимодействия жидкости и породы двойного молекулярного слоя, состоящего из адсорбционного и диффузного слоев. Авторы также отмечают увеличение электрокинетического потенциала и сил межмолекулярного взаимодействия внутри микротрещин и их скрепление. Механизм повышения прочностных свойств пород при насыщении углеводородными жидкостями обусловлен образованием диффузного слоя повышенной толщины [13, 98].

Процесс снижения прочностных характеристик пород при взаимодействии с поверхностно-активными веществами (ПАВ) объясняется тремя механизмами [13, 98]:

1. Снижение межмолекулярного взаимодействия, происходящее за счет формирования адсорбционных слоев между соприкасающимися поверхностями зарождающихся микротрещин.

2. Расширяющее действие адсорбционных слоев, проникающих в узкие части клиновидных трещин и способствующие их механическому расширению и росту протяженности.

3. Препятствие закрытию созданных микротрещин даже после снижения нагрузки за счет образованных адсорбционных прослоев и сольватных оболочек жидкости.

Стоит отметить, что авторами работы [13] не исследовалось влияние ПАВ на упругие свойства пород.

Эффект снижения механической прочности твердых материалов под воздействием адсорбции известен как эффект Ребиндера [13, 96-100]. Этот процесс был тщательно изучен и был эффективно применен при бурении скважин, в то время как при разработке нефтяных и газовых месторождений изучен в недостаточной степени.

В исследованиях [96-100] определялось влияние на скорость бурения различных химических добавок в буровые растворы. Воздействие химически активными жидкостями на породу приводит к повышению скорости насыщения и адсорбции жидкости на поверхностях пустот и микротрещин породы. Механизм

снижения прочности осуществляется за счет расклинивания трещин адсорбированной жидкостью под давлением, создаваемым при бурении породы столбом буровой жидкости. Ослабление прочностных характеристик породы в результате такого воздействия приводит к увеличению скорости бурения по сравнению с буровыми растворами без химических добавок.

Выделяются два типа понизителей твердости пород [96-100]:

- понизители твердости, проявляющие максимальный эффект при минимальной концентрации (неорганические электролиты NaCl, MgCl₂, CaCl₂, AlCl₃ и щелочи NaOH, Na₂CO₃);

- понизители твердости, рост концентрации которых увеличивает эффективность (фенолы, амины, сульфонафтенновые кислоты).

В работах [29-31] отмечается и дается объяснение различию между лабораторными исследованиями П.А. Ребиндера и реальными промышленными данными. Добавление химического реагента к воде в лабораторных условиях дает существенное снижение прочности, но в то же время добавление того же реагента на практике не увеличивает скорость бурения.

Проявление или отсутствие эффекта Ребиндера связывается со временем релаксации электрических зарядов в породе (T) и жидкости (τ), а также с диэлектрической проницаемостью и электропроводностью жидкости насыщения, под воздействием которой происходит разрушение породы. На практике наблюдается отличие времени релаксации электрических зарядов в жидкости (τ) от лабораторных условий. Автор работ [29-31] связывает это отличие с изменением электропроводящих свойств жидкости в полости трещины из-за:

- химического взаимодействия за счет растворения частиц разрушенного материала в жидкости, что приводит к изменениям в ее свойствах;

- межмолекулярного обмена в трещине между жидкостью и диэлектриком;

- изменения молекулярной ориентации в жидкости за счет сближения сторон трещины;

- процесса распада сложных химических загрязнений, находящихся в диэлектрике и жидкой фазе, на более простые;

- реологических процессов – изменение коэффициента динамической вязкости и поверхностного натяжения жидкой фазы, что влияет на способность проникновения жидкости в трещины.

Исследователями наблюдается четкая взаимосвязь между уровнем загрязнения неполярных жидкостей и их электропроводностью, что в свою очередь влияет на эффект Ребиндера при разрушении горных пород: чем ниже электропроводность жидкости, тем слабее будет снижение прочности диэлектрика под ее воздействием.

Таким образом можно сформулировать основные критерии для появления эффекта Ребиндера [29-31]:

- используемая жидкость должна быть очищена от инородных электролитических твердых и жидких загрязнений;
- диэлектрик должен быть очищен для предотвращения влияния адсорбционного слоя на поверхности, а также капиллярной и гигроскопической влаги.

Эти условия, которые можно создать в лаборатории, невозможно создать на забое скважины: на забое происходит разрушение породы, находящейся в состоянии естественной влажности. На величину электропроводности буровых растворов влияют различные химические реагенты и глинистые материалы. При превышении концентрации солей в буровом растворе выше 5 % понизители твердости перестают оказывать влияние на электропроводность раствора. В работах [29-31] отмечается, что в реальных условиях изменение твердости породы на забое скважины значительно меньше, чем при испытаниях породы в лабораторных условиях.

1.6 Влияние форм и видов влаги на свойства пород

В исследованиях [43, 45] анализировалась связь между механическими характеристиками горных пород и такими факторами, как напряженное состояние, типы и формы содержащейся в породе влаги, а также скорость ее деформации. Эксперименты включали изменение уровней вертикальных и горизонтальных напряжений.

На рисунках 1.17 – 1.18 в координатах касательное напряжение (τ , МПа) – весовая влажность (W , % – отношение массы воды в образце к массе образца после высушивания) приведены результаты лабораторного определения предела прочности при одноосном сжатии горных пород разного типа пористости и разной степени насыщенности.

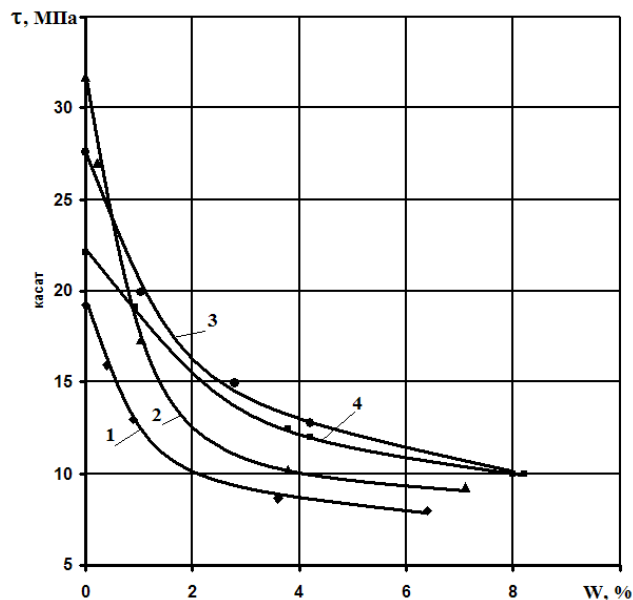


Рисунок 1.17 – Зависимость прочности при одноосном сжатии пород с пористостью от 3 до 8% от влажности: 1 – алевролит крупнозернистый; 2 – алевролит углистый; 3 – аргиллит микрослоистый; 4 – аргиллит, текстура близка к микрослоистой [45]

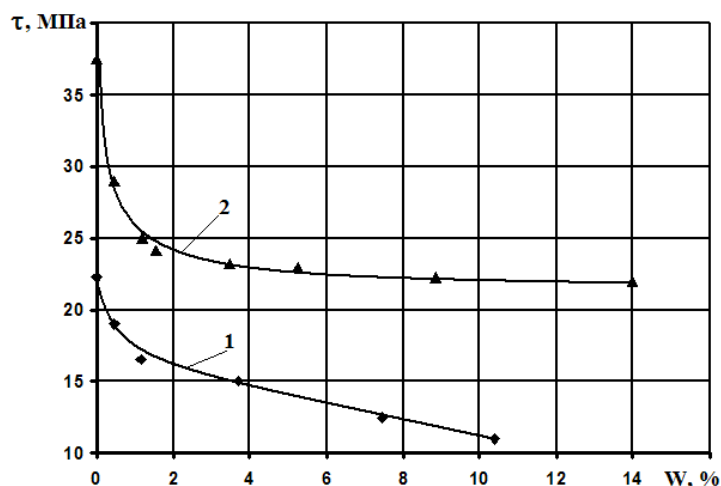


Рисунок 1.18 – Зависимость прочности при одноосном сжатии пород пористостью более 8% от влажности: 1 – горючий сланец; 2 – кварцевый песчаник [45]

Автором рассматривались три типа пористости – трещинный тип с пористостью не более 3%, трещинно-поровый с пористостью от 3 до 8% и поровый

с пористостью более 8%. Для всех исследованных автором типов пород различной пористости характерно снижение прочности при увлажнении. Установлено, что при начальном увлажнении темп снижения прочности наиболее высокий. Породы с трещинным типом пористости и пористостью не более 3% отличались сравнительно малыми значениями весовой влажности W , но их прочность также снижалась наибольшим образом при начальном увлажнении. Темп снижения предела прочности при дальнейшем увлажнении ниже первоначального [45].

На рисунке 1.19 точкой перегиба значений относительной влажности является значение, соответствующее значению максимальной гигроскопической влажности. По оси абсцисс указано значение относительной влажности (отношение объема воды в породе к объему ее пор) G в долях единицы. Значение гигроскопической влажности, то есть то количество воды, которое порода может адсорбировать (поглотить) из воздуха, зависит от типа пористости породы. Для трещинного типа пористости значение максимальной гигроскопической влажности составляет около 0,3; для пород трещинно-порового типа 0,2-0,25 (рисунок 1.19, кривые 1 и 2); для пород порового типа 0,07-0,15 (кривые 3 и 4) [45].

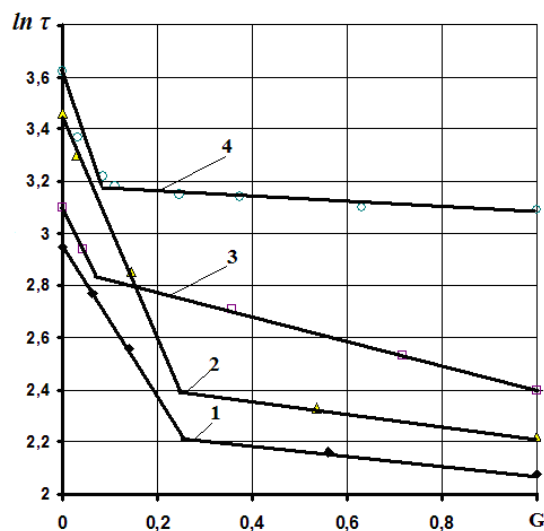


Рисунок 1.19 – Зависимость прочности при одноосном сжатии от степени насыщения влагой пород пористостью $m \geq 6\%$: 1 – алевролит, крупнозернистый; 2 – алевролит, углистый; 3 – горючий сланец; 4 – кварцевый песчаник [45]

На рисунке 1.20 представлены графики зависимости прочности горных пород (условия предельных состояний) от сложного напряженного состояния и степени

насыщенности. Авторами [43, 45] отмечается снижение прочности не только при испытаниях на одноосное сжатие, а также и при всестороннем сжатии.

Перелом линии предела прочности, наблюдаемый при одноосном сжатии, отсутствует при повышении давления всестороннего сжатия (давления обжима) образца. Для полностью насыщенных образцов кварцевого песчаника при высоких давлениях всестороннего сжатия предел прочности почти не изменяется. Автор работы связывает это с действием порового давления.

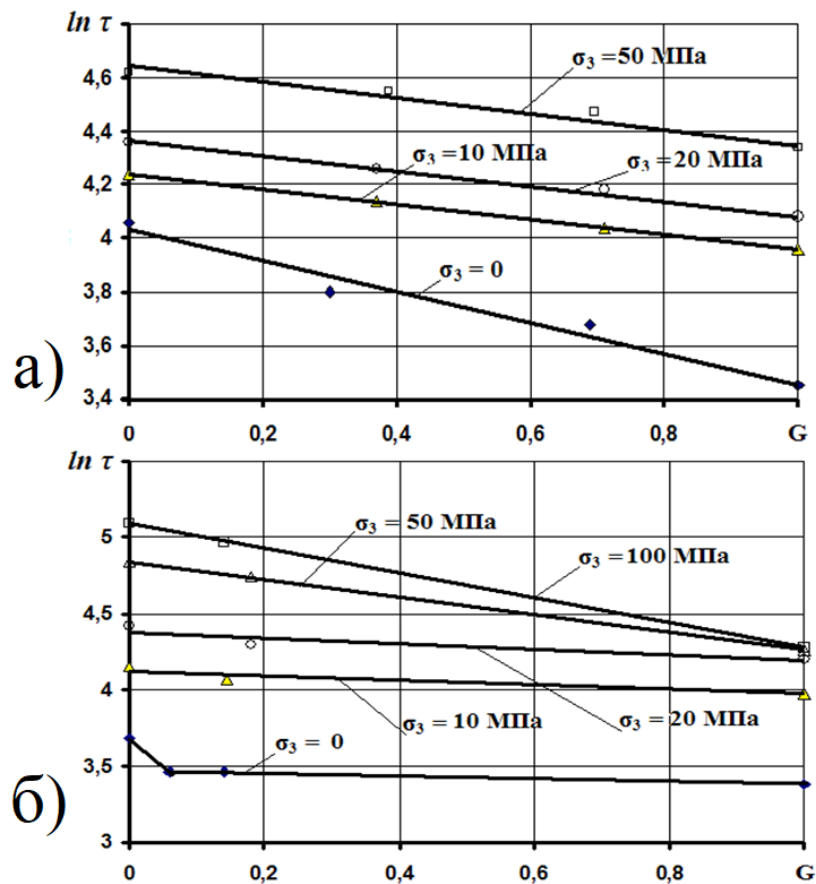


Рисунок 1.20 – Зависимость прочности известняка (а) и кварцевого песчаника (б) при сложном напряженном состоянии от степени насыщения влагой [45]

Представленные автором работы [45] паспорта прочности известняка и кварцевого песчаника учитывают изменение напряженного состояния (C) и различные формы связи влаги с породой (рисунок 1.21). Согласно [45] в породе происходит изменение видов влажности и связи молекул воды с минеральным веществом пород при изменении напряженного состояния.

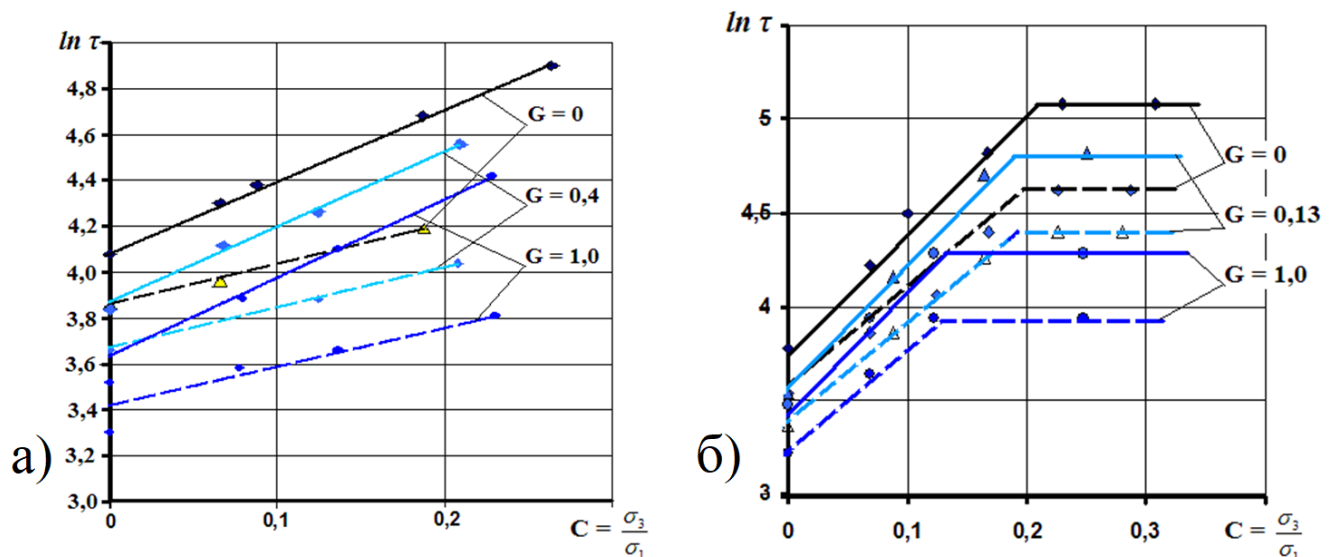


Рисунок 1.21 – Паспорт прочности известняка (а) и кварцевого песчаника (б) от степени насыщенности и интенсивности напряженного состояния: сплошная - предел прочности; пунктирная - предел упругости [45]

Согласно данным работы [45], существует зависимость прочностных характеристик пород при сжатии и растяжении от диэлектрической проницаемости жидкости насыщения (рисунок 1.22, формулы 1.24, 1.25). Характер зависимости максимальных касательных напряжений:

$$- \text{ для известняка: } \tau = \tau_0 \exp(a + mD); \quad (1.24)$$

$$- \text{ для кварцевого песчаника: } \tau = \tau_0 [\exp(-bD) + \exp(-cD)], \quad (1.25)$$

где a , b , c , m – варьируемые коэффициенты;

$\tau_0 = \Delta\sigma_1/2$ – прочность на сдвиг, Па;

D – диэлектрическая постоянная, Ф/м.

В работах [44, 45] выполнены исследования по определению газопроницаемости при различных НДС, выведены формулы зависимостей (формулы 1.26-1.29). Установлено, что с ростом давления всестороннего сжатия проницаемость всех испытанных образцов снижается. Для образцов с пористостью больше 10% снижение проницаемости носит линейный характер на всем изучаемом диапазоне изменения всестороннего давления (10-100 МПа), в то время как для образцов с пористостью 3-8% и меньше 3% пористости снижение носит экспоненциальный характер. Стоит отметить, что для образцов с пористостью 3-8% характерен высокий темп снижения проницаемости при начальном увеличении

всестороннего давления (10-20 МПа), затем темп замедляется (40-60 МПа) вплоть до полного закрытия фильтрационных каналов в образце (при давлении 60-100 МПа). Не смотря на изучение изменения проницаемости в значительном диапазоне всестороннего давления (100 МПа), автором работ [44, 45] не приводятся данные о снижении проницаемости в условиях неравнокомпонентного сжатия.

Уравнение 1.26 для определения коэффициента проницаемости с учетом вида НДС [44]:

$$Kf(\Delta\sigma_1^i; \sigma_3) = K_0 \exp(-\alpha\sigma_0) + \frac{1}{3}a_0\Delta\sigma_1^i \exp(-\beta\sigma_2), \quad (1.26)$$

где K_0 , a_0 , α , β – коэффициенты материала;

$\sigma_0 = \Delta\sigma_1^i/3 + \sigma_3$ – среднее напряжение при заданном значении $\sigma_3 = const$, Па.

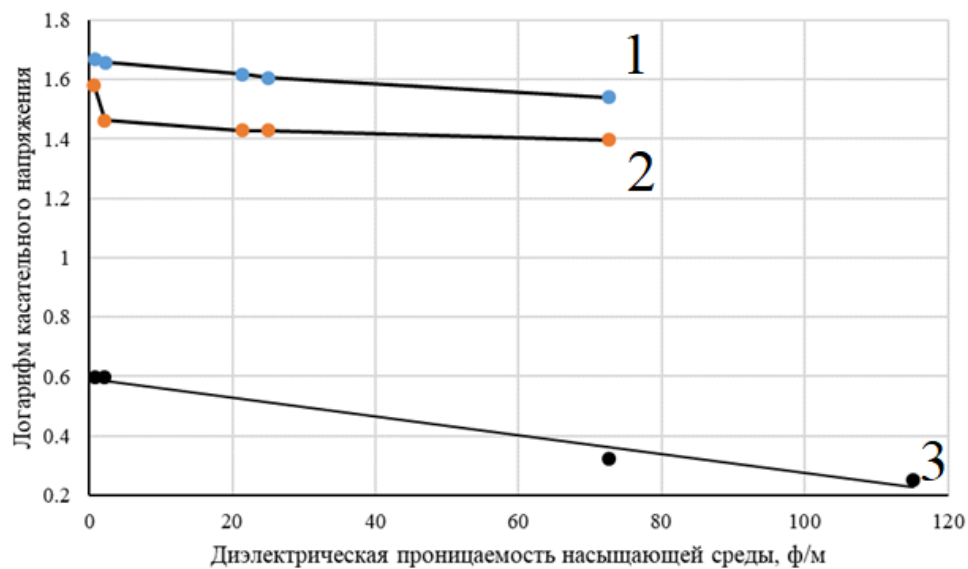


Рисунок 1.22 – Зависимость прочности пород от диэлектрической постоянной насыщающих жидкостей: сжатие: 1- известняк; 2 - кварцевый песчаник; отрыв 3 – песчаник [45]

В уравнении 1.19 не принимается во внимание влияние различных форм связи влаги с породой на изменение коэффициента проницаемости горных пород в условиях сложного напряженного состояния. Для учета этого фактора автор работы [45] предлагает уравнение 1.27:

$$K(G) = K_0 \exp(-\alpha_i G), \quad (1.27)$$

где α_i - угловой коэффициент;

G – относительная влажность, д. ед.

Коэффициент α_i определяется в зависимости от всестороннего давления σ_3 по формуле 1.28:

$$\alpha_i = \alpha_0 + k\sigma_3, \quad (1.28)$$

где k – коэффициент пропорциональности, Па^{-1} .

Для учета вида НДС и уровня влажности пород автором [45] предложено уравнение 1.29:

$$K_{\text{пр}}(\sigma_2, \Delta\sigma_1^i, G) = K_0 \exp[-(\alpha_0 + k\sigma_2)G] + \frac{1}{3} a_0 \Delta\sigma_1^i \exp(-\beta\sigma_3), \quad (1.29)$$

где первое слагаемое – зависимость коэффициента проницаемости от всестороннего давления, м^2 ;

второе – приращение коэффициента проницаемости, м^2 (от действия дифференциального напряжения $\Delta\sigma_1^i$, которое определяется при заданном уровне влажности по уравнению: $\sigma_0 = \Delta\sigma_1^i/3 + \sigma_3$ – среднее нормальное напряжение при $\sigma_3 = \text{const}$).

В работе [45] показано, что в пределах области упругой деформации происходит снижение проницаемости из-за ее частичного уплотнения. Деформирование образца за пределами упругости породы приводит к развитию микротрещин, что приводит к увеличению проницаемости вплоть до полного разрушения на уровне остаточной прочности. При повышении влажности степень снижения проницаемости возрастает. Этот эффект наблюдается для предела прочности и для предела остаточной прочности различных видов углей и горных пород. Однако несмотря на обширные и глубокие исследования автора, важно отметить, что в исследовании измерялась только газопроницаемость при сложном напряженном состоянии, а влияние на фильтрацию флюида не изучалось.

1.7 Влияние минерализации закачиваемых вод на свойства пород

В работе [34] описывается изучение вопроса влияния минерализации воды, используемой в системах поддержания пластового давления, на проницаемость и нефтеотдачу пород-коллекторов.

Отмечается влияние растворенных в воде солей при большом содержании глин, набухание глинодержащих пород-коллекторов и снижение приемистости

нагнетательных скважин при использовании воды, отличающейся по химическому составу от пластовой. Приведен пример увеличения коэффициента извлечения нефти на 7-14% из-за набухания глин, что говорит о недостаточной изученности и понимании всех физико-химических явлений, происходящих в подземном пространстве. Описывается эффект роста проницаемости при использовании воды с минерализацией до 30 г/л.

Проведены фильтрационные исследования по определению чувствительности горной породы к пресной воде на кернах Тарасовского (пласт БС₁₀₋₁₁), Западно-Малобалыкского (пласты АС₄, БС₈, БС₂₋₃ и Ач) и Приобского (пласт АС₁₀) месторождений.

Керн пласта БС₁₀₋₁₁ Тарасовского месторождения на начальном этапе эксперимента насыщался пластовой водой, а затем последовательно нагнеталась вода с различной минерализацией. В результате было установлено, что замена пластовой воды на воду другой минерализации приводит к снижению проницаемости и росту перепада давления (рисунок 1.23).



Рисунок 1.23 – Динамика фильтрации различных вод через образец Тарасовского месторождения [34]

Фильтрационные испытания по вытеснению нефти пластовой и пресной водой показали, что коэффициент вытеснения и остаточной нефтенасыщенности

не зависят от минерализации вытесняющего агента. Затухание фильтрации связывается с набуханием глинистого цемента.

При определении чувствительности горной породы Западно-Малобалыкского месторождения к минерализации нагнетаемой воды исследовалась пресная, сточная и сеноманская вода.

Проведены замеры изменения коэффициента проницаемости при различной минерализации воды: при замене воды с минерализацией 15 г/л (соответствует воде сеноманского горизонта) на воду с минерализацией 8 г/л (соответствует сточным водам с очистных сооружений) коэффициент проницаемости уменьшается на 11,2, 15,2 и 5,0 % для пластов АС₄, Ач и БС₈ соответственно. Дальнейшее уменьшение минерализации при фильтрации пресной воды еще более уменьшает проницаемость образцов - на 57,1 % (АС₄), 38,4 % (Ач) и 47,5 % (БС₈) (рисунок 1.24). Отмечается, что после прокачки пресной воды не удалось восстановить проницаемость при фильтрации воды с минерализацией 15 г/л. Коэффициент восстановления проницаемости составил 52,5 % для пласта АС₄, 53,7 % для пласта Ач и 76,7 % для БС₈.

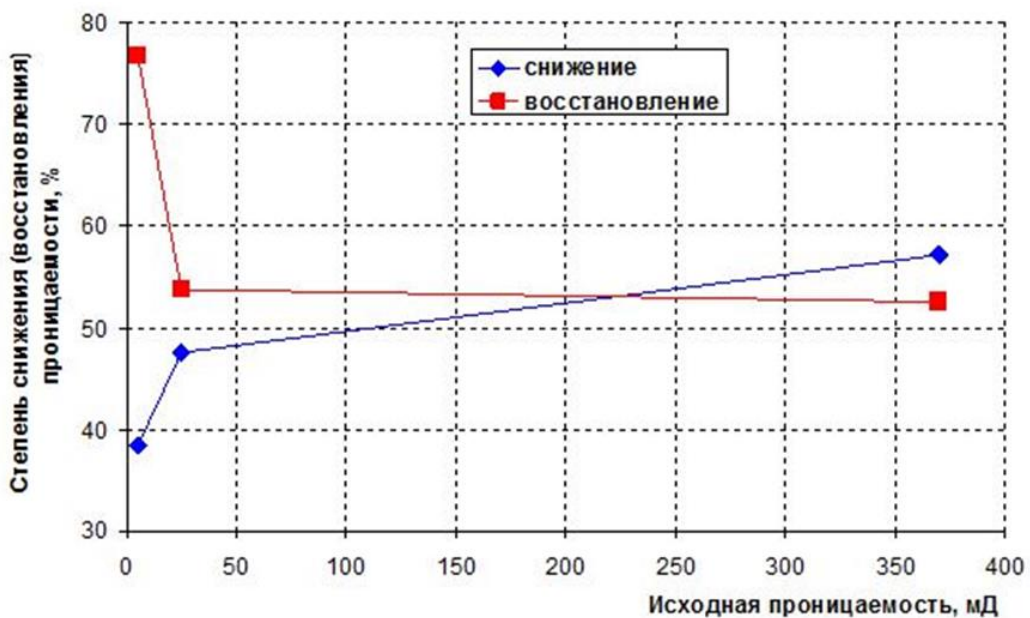


Рисунок 1.24 – Зависимость степени снижения и восстановления проницаемости от базовой проницаемости керна [34]

В качестве итога в работе [34] говорится о необходимости обоснования выбора минерализации воды в качестве агента вытеснения лабораторными

экспериментами, гидродинамическим моделированием и экономическими расчетами. На начальном этапе предлагается использовать воду с минерализацией, не вызывающей набухания глин в глинизированных породах-коллекторах. При увеличении обводненности начинать опреснение закачиваемой воды вплоть до полного перехода на закачку пресной воды при обводненности, достигшей 80-85%.

В статье [74] сделан подробный обзор работ отечественных и зарубежных ученых посвященных влиянию механохимических эффектов на свойства пород. В заключении автор отмечает, что большинство работ, как отечественных, так и зарубежных ученых, выполнены с целью геомеханического моделирования или проведены применительно к разработке геотермальных источников.

1.8 Анализ методов оценки длительной прочности пород при продолжительной эксплуатации горных выработок

Процессы деформирования и разрушения пород горных выработок разнообразны по характеру и продолжительности воздействия внешних сил [102, 106, 113]. Определение параметров горных пород длительно эксплуатируемых объектов необходимо для предотвращения аварийных ситуаций, финансовых и временных потерь, связанных с простоями и выходом из строя дорогостоящего оборудования. На ряду с данными стандартных кратковременных испытаний образцов горных пород используются данные о длительной прочности пород в объемном напряженном состоянии в условиях естественного залегания [110, 139, 148].

Длительная прочность горных пород характеризуется пределом прочности горной породы при соответствующей длительности действия нагрузки (ГОСТ Р 50544-93).

Длительная прочность пород зависит от петрографического состава слагающих горных пород, особенностей их залегания, структурного ослабления, вида напряженного состояния, интенсивности внешнего воздействия и режима деформирования [61, 83, 127]. Для моделирования протекающих в породных массивах геомеханических процессов исследователи используют методы физического моделирования на лабораторных образцах [33, 143, 144].

Большинство моделей длительных процессов являются упрощенными и учитывают наиболее существенные особенности нагружения и деформирования в естественных условиях [26, 126, 145].

Процесс разрушения горных пород в массиве происходит при неоднородном напряженном состоянии и сопровождается развитием трещиноватости. При определении длительной прочности оцениваются критические напряжения с учетом структурных изменений в деформированной породе [52, 102, 117]. Прямой метод определения длительной прочности сложен в связи с необходимостью подготовки значительного количества образцов-близнецов и их дальнейшим испытанием под нагрузкой в течении длительного времени для получения точного результата. При определении длительной прочности методом объемного сжатия сложность и трудоемкость также увеличивается [24, 25, 52]. Использование особых режимов испытаний, таких как приложение нагрузки ступенями, испытания в ползуче-релаксационном режиме, вибрационные испытания, позволяет сократить продолжительность, но при этом снижается точность определения показателей длительной прочности [2, 6, 79].

Альтернативным подходом к определению длительной прочности является ее косвенная оценка по данным об интенсивности изменения различных показателей механических свойств (объемной деформации образца, скорости распространения упругих волн, акустической эмиссии и т. п.) в процессе деформирования образцов при кратковременных испытаниях на сжатие [111, 115, 149]. Несмотря на сравнительно быстрое определение длительной прочности, возможности применения подобных методов ограничены из-за неоднозначности результатов испытаний [102, 104, 106] из-за чего на практике используется подтверждение полученных данных [134, 146].

В этой связи необходимо и далее развивать методы ускоренной оценки длительной прочности пород при сжатии в различных напряженных состояниях. Наибольшее широко представлены методы, основанные на особенностях развития процесса трещинообразования [25]. Современные методы косвенного определения предела длительной прочности породы основаны на гипотезе о его соответствии

началу процесса интенсивного распространения микротрещин в деформируемом образце [52, 117]. Реализация этого подхода трудоемка и связана с применением специального оборудования.

При деформации образца трещины возникают задолго до потери им несущей способности. Распределение трещин происходит неравномерно и связано с литологическими особенностями напряженного состояния и строения образца, наличия в нем различного рода включений и пустот. Из-за неоднозначности связи параметров трещинообразования с критическими напряжениями применяются различные подходы к оценке предела длительной прочности пород на основе упрощенных моделей процессов структурных изменений в образце.

Широкое распространение получил метод оценки длительной прочности пород, основанный на определении объемных деформаций образцов. В данном методе предел длительной прочности соответствует напряженному состоянию, при котором начинается процесс неконтролируемого распространения микротрещин в образце, сопровождающееся разуплотнением породы и ростом объемных деформаций.

Существует несколько вариантов данного метода применительно к испытаниям на сжатие или срез. О достижении предела длительной прочности судят по резкому перегибу экспериментальной кривой на графике зависимости напряжений от деформации [102, 117]. Для пород, которым характерен плавный переход от уплотнения к разуплотнению (например, песчано-глинистых пород), применение этого подхода затруднено. Также недостатком этого подхода является его невысокая точность из-за сложности измерения деформации образцов, в которых происходят структурные изменения.

Г.Л. Фисенко была предложена упрощенная модель процесса структурных изменений, позволяющая оценивать длительную прочность по изменению показателей прочности в процессе деформирования образца за пределом длительной прочности [25, 106]. В модели учитывается частичная или полная потеря связности породы при сжатии образца из-за развития микротрещин.

Для определения показателей длительной прочности пород при объемном сжатии прямым методом испытаний на ползучесть применяется специальное оборудование, реализующее режимы длительного ступенчатого нагружения цилиндрических образцов осевым давлением при регулируемом боковом давлении [36, 52]. Подобные испытания сложны и трудоемки, в связи с чем используют приближенное определение показателей длительной прочности [5, 95]. В данном случае используются закономерности, обобщающие взаимную связь параметров прочности и учитывающие влияние основных факторов.

Анализ данных экспериментальных исследований показал, что процессы структурных изменений при длительном и кратковременном режимах нагружения образцов пород при различных видах НДС схожи между собой [52, 95, 102]. Ю.М. Карташовым установлено, что на диаграмме прочности Мора огибающая кругов предельных напряжений при длительных испытаниях слабых пород расположена параллельно огибающей кругов предельных напряжений при кратковременных испытаниях. С учетом равенства соответствующих углов внутреннего трения при кратковременном и длительном испытании пород предложена упрощенная расчетная методика определения показателей объемной длительной прочности слабых пород по данным кратковременных объемных испытаний пород и значению предела длительной прочности на одноосное сжатие [52]. Аналогичный вывод о подобии криволинейных огибающих предельных касательных напряжений при длительных и кратковременных испытаниях сделан Б.В. Титовым в результате анализа данных объемных испытаний соляных пород. Эта закономерность положена в основу ускоренного метода определения показателей длительной прочности соляных пород при одноосном и объемном сжатии [102].

1.9 Выводы по Главе 1

В настоящее время активно ведутся работы по модернизации оборудования и методик проведения экспериментов по определению физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств пород.

В описанных работах исследователями отмечается снижение прочности и модуля упругости Юнга для различных пород. Однако многие исследования

учитывали влияние насыщенности водой без учета совместного влияния насыщенности нефтью. Полученные результаты находят применение в гражданском строительстве с целью предотвращения обрушения строительных сооружений и не всегда применимы к породам-коллекторам нефти. С точки зрения разработки нефтяных месторождений наибольший интерес представляет изменение насыщенности водой в диапазоне от 20 до 80% от порового пространства, что соответствует значениям остаточной водонасыщенности и водонасыщенности в обводненных интервалах пласта-коллектора. В связи с этим необходимо развивать исследования прочностных и упругих свойств пород-коллекторов при различной насыщенности применительно к разработке месторождений нефти.

На изменение фильтрационно-емкостных свойств в процессе добычи нефти оказывает влияние не только давление, характер осадконакопления и структура порового пространства. При неправильном подборе агента вытеснения для системы поддержания пластового давления возможно ухудшение фильтрационных свойств. Исследования показывают, что при повышении степени насыщения пород водой происходит ухудшение их механических свойств – как прочности, так и упругости. При этом механизм влияния этих изменений на проницаемость пород требует более детального изучения. Существующие исследования (увеличение проницаемости при увеличении горного давления за счет создания новых систем трещин; увеличение коэффициента вытеснения нефти за счет набухания глин при закачке пресной воды) показывают, что протекающие в пластах процессы достаточно сложно предсказуемы. Для их понимания исследователями отмечается необходимость проведения широкого спектра различных лабораторных исследований, а также создание программных модулей, описывающих совместное протекание процессов геомеханики, геохимии и гидродинамики. Необходимо продолжать совершенствование существующих и разработку новых методов определения свойств горных пород для повышения точности определяемых результатов, уменьшения временных и финансовых затрат.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Подготовка образцов

Подготовка образцов горных пород для лабораторных исследований состояла из формирования цилиндрических образцов необходимых размеров с помощью специализированного керноотрезного и шлифовального оборудования, после чего готовые образцы помещались в эксикаторы для хранения согласно требованиям ГОСТ 26450.0-85 [19].

1. Подготовка цилиндрических образцов керна

Выбуривание кернов осуществлялось из однородных блоков пород с помощью специализированного оборудования (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – Бурильная машина Husqvarna (фото автора)

Оборудование фиксируется перпендикулярно намеченной поверхности выбуривания. Образец надежно закрепляется, чтобы избежать перемещений и биения во время бурения. Для охлаждения буровой коронки и удаления продуктов бурения используется вода или другая жидкость, которую подбирают

непосредственно под разбуриваемый тип породы, чтобы избежать негативных последствий – размокания, набухания, растворения и пр. Бурение пород осуществляется с постоянной скоростью вращения и равномерным продвижением вглубь образца. С помощью камнерезного оборудования после выбуривания образец обрезают до необходимой длины. Длина образца выбирается исходя из требований ГОСТ на соответствующий вид испытаний.

2. Обработка торцевых поверхностей

Механическая обработка торцевых поверхностей керна выполнялась на шлифовальной установке фирмы Strassentest Baustoff-Prufsysteme, представленном на рисунке 2.2. Станок оснащен двумя алмазными фрезами, предназначенными для одновременной обработки торцевых поверхностей. Для проведения обработки образец закрепляют в кернодержателе, устанавливают образец в кернодержателе в исходное положение, подводят алмазные фрезы до касания с образцом. Затем устанавливают защитный кожух, включают подачу воды водяным насосом и производят обработку торцевых поверхностей путем подачи кернодержателя с образцом возвратно-поступательным движением вдоль алмазных фрез.

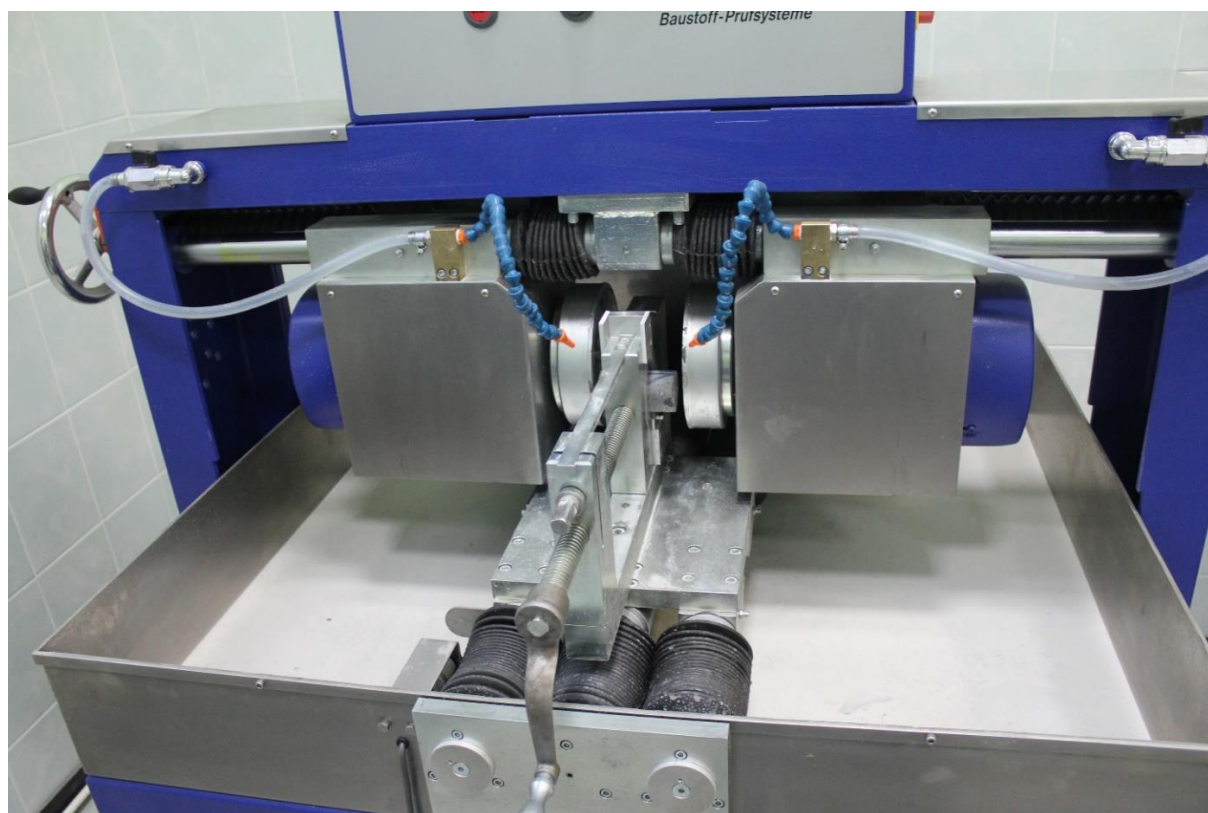


Рисунок 2.2 – Станок Strassentest (фото автора)

При работе со слабосцементированными породами использовалась планшайба МС-1, представленная на рисунке 2.3. Под диаметр образца подбирается кернодержатель, необходимый для соблюдения параллельности обрабатываемых поверхностей и безопасной работы за установкой. На диск наносится необходимое количество абразивного вещества. Затем путем вращательных движений от края диска к его центру производится поочередная обработка каждого торца образца в кернодержателе.

По завершении обработки образцы очищаются от остатков абразивных веществ и проверяются на соответствие требованиям ГОСТ на проведение испытаний [16, 17].



Рисунок 2.3 – Планшайба МС-1 (фото автора)

3. Экстрагирование образцов керна

Процесс очистки образцов керна включал экстрагирование на отжимной центрифуге СЕ-520 компании Coretest Systems Corporation. В качестве жидкости для очистки использовалась спиртобензольная смесь в пропорции 30:70. Затем образцы керна подвергались термической обработке в сушильном шкафу при температуре 105 ± 2 °С и высушивались до постоянной массы.

В дополнение к экстрагированию на отжимной центрифуге для очистки проницаемых образцов можно воспользоваться фильтрационными установками. В

этом случае спиртобензольная смесь проходит по каналам фильтрации под давлением и очищает их. Так же можно использовать метод насыщения спиртобензольной смесью в вакуумном шкафу или отстаивать образцы в насыщающей жидкости в течение продолжительного времени до необходимого уровня очищения (рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 – Экстрагирование образцов керна (фото автора)

4. Определение массы и линейных размеров образцов керна

Масса керна определялась на электронных лабораторных весах ATL мод. ATL-2200d2-I и ALC мод. ALC-210d4 с точностью до 0,01 г и до 0,001 г соответственно. Диаметр подготовленных образцов замерялся в трех точках по высоте в двух перпендикулярных направлениях с точностью 0,1 мм, затем рассчитывалось итоговое значение диаметра образца керна как среднее арифметическое всех измерений. Аналогичным образом замерялась и вычислялась высота образцов керна.

5. Определение ФЕС образцов керна

Газопроницаемость и пористость образцов керна осуществлялась с использованием прибора ПИК-ПП (рисунок 2.5) с учетом требований, предъявляемых к данным исследованиям [21].

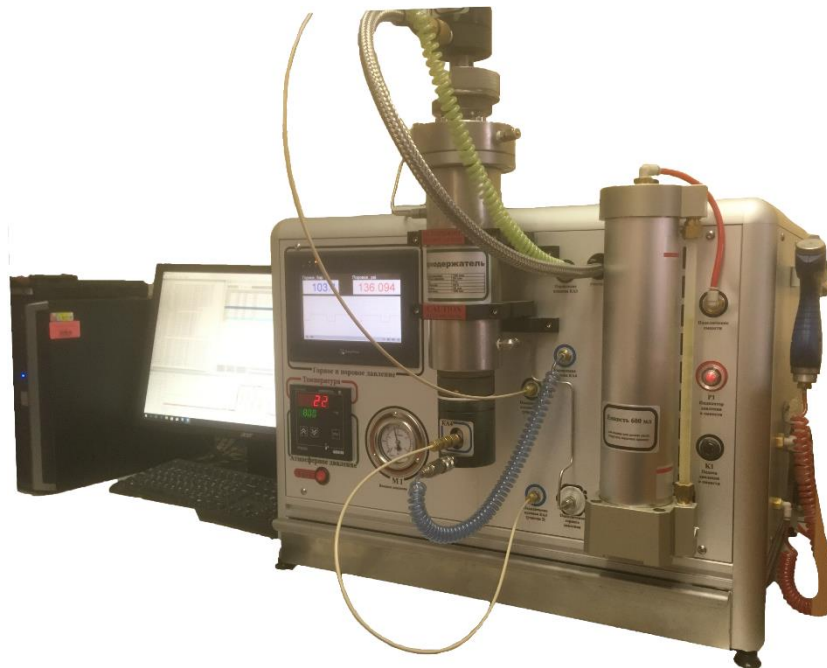


Рисунок 2.5 – Автоматизированный прибор «ПИК-ПП» (фото автора)

6. Насыщение образцов

Образцы насыщались в соответствии с ГОСТ 26450.0-85 и ГОСТ 26450.1-85 [19, 20]. Подготовку образцов, предназначенных для испытаний в насыщенном состоянии, производили следующим образом:

1) образцы взвешивали и помещали в сосуд, погружая их в необходимую жидкость (керосин, вода, их смесь в различном соотношении) на полную высоту.

2) сосуд с образцами помещали в вакуумный шкаф (рисунок 2.6, позиция 1) и с помощью вакуумного насоса (рисунок 2.6, позиция 2) из камеры выкачивали воздух и создавали разряженную среду.

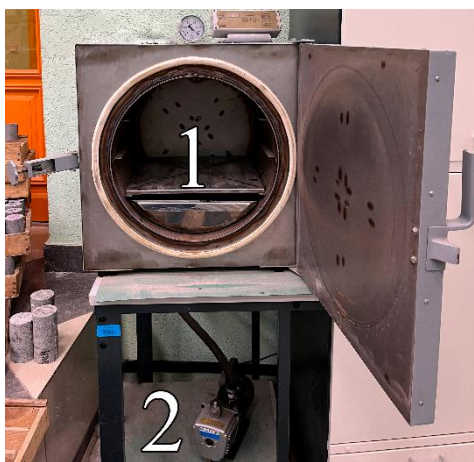


Рисунок 2.6 – Вакуумный шкаф (1) и вакуумный насос (2) (фото автора)

3) образцы в вакуумном шкафу выдерживали до постоянной массы. Насыщение условно считали законченным, когда приращение массы образца составляло менее 0,01-0,1 г, при большем приращении массы образцы повторно помещали в вакуумный шкаф. Перед взвешиванием поверхность насыщенных образцов обтирали фильтровальной бумагой, смоченной в насыщающей жидкости. Процесс насыщения продемонстрирован на рисунке 2.7.

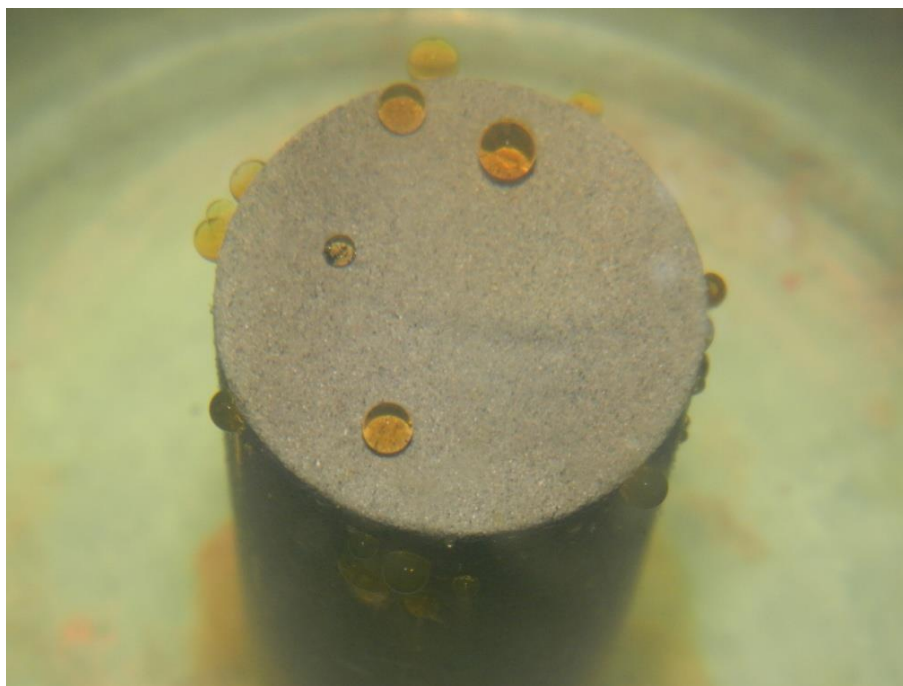


Рисунок 2.7 – Процесс насыщения образца перед испытанием (фото автора)

7. Определение плотности закачиваемых жидкостей

Плотность жидкостей насыщения (вода, керосин) определялась с использованием плотномера DE 40 компании Mettler Toledo.

8. Определение смачиваемости образцов

Для дополнительного описания керна проводилось определение краевого угла смачивания и поверхностного натяжения на границе керн – исследуемый флюид. Замеры осуществлялись с использованием прибора для измерения краевого угла смачивания и поверхностного/межфазного натяжения EASYDROP. Прибор используется для анализа формы капли и определения свободной энергии поверхности твердых тел, поверхностного и межфазного натяжения жидкостей [75]. Управление прибором осуществляется с помощью компьютерной программы DSA-209.

Для определения краевого угла смачивания образец керн помещается на столик с подъемным механизмом и устанавливается в правильном положении относительно камеры. С помощью шприца создается капля на поверхности керна, с использованием регулируемой подсветки и системы наведения резкости обеспечиваются оптимальные условия изображения капли, после этого камера записывает цифровое изображение на компьютер, программа автоматически определяет базовую линию для расчета краевого угла (рисунок 2.8).

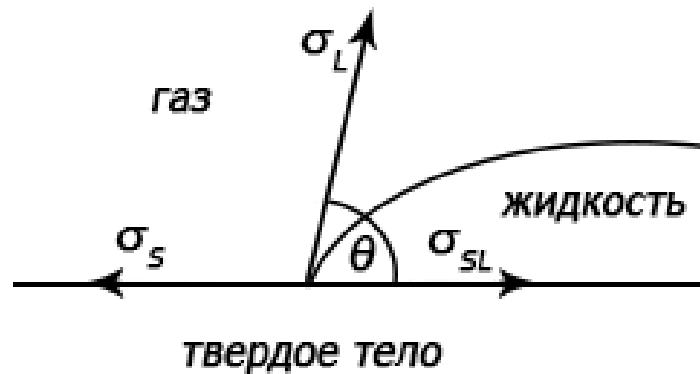


Рисунок 2.8 – Схема определения краевого угла смачивания (составлено автором)

Краевой угол смачивания или угол контакта θ ; σ_{SL} , σ_L , σ_S обозначены соответственно как удельные свободные поверхностные энергии на границе раздела фаз: твердое тело-жидкость (SL), жидкость-газ (L) и твердое тело-газ (S).

В программе используется изображение капли на поверхности керна. Используя различия переходов цвета, на изображении определяется форма капли и линия контакта (базовая линия). Для установленной формы капли подбирается математическая модель, используемая для расчета краевого угла. Краевой угол определяется, как тангенс угла наклона касательной к контуру капли в точке касания капли твердой поверхности.

2.2 Определение предела прочности при одноосном сжатии

Для определения зависимости прочностных и упругих свойств при одноосном сжатии от вида насыщающей образцы жидкости была составлена методика испытаний.

Определение влияния модели нефти и воды на свойства пород

Образцы насыщались водой и керосином в различном соотношении и были поделены между собой на следующие группы:

группа №0 – образцы в воздушно-сухом состоянии;

группа №1 – образцы, полностью насыщенные керосином;

группа №2 – образцы, насыщенные на 25% водой и на 75% керосином;

группа №3 – образцы, насыщенные на 50% водой и на 50% керосином;

группа №4 – образцы, насыщенные на 75% водой и на 25% керосином;

группа №5 – образцы, полностью насыщенные водой.

В группах 2-4 образцы предварительно насыщались керосином, затем насыщались водой в вакуумном шкафу. Вода постепенно вытесняет керосин из пор под действием капиллярных сил. Необходимое процентное соотношение находится путем определения массы образцов.

Определение влияния раствора ПАВ и воды на свойства пород

При разработке месторождений нефти и газа зачастую пользуются методами поддержания пластового давления (ППД). Одним из наиболее распространенных методов ППД является закачка пластовых вод через нагнетательные скважины обратно в пласт. Помимо пластовых вод для целей поддержания давления используют специально подготовленную воду. Необходимый уровень минерализации достигается путем добавления различных солей, чтобы не вызвать разбухания глинистых частиц в породе и тем самым не ухудшить ФЕС породы-коллектора.

В современной нефтедобывающей отрасли используют заводнение с применением растворов ПАВ малой концентрации. Данный метод считается более эффективным по сравнению с обычным заводнением. Повышение эффективности вытеснения нефти достигается путем снижения поверхностного натяжения между нефтью и водой и увеличения краевого угла смачивания.

Образцы для испытаний разделены на три группы. На образцах первой группы определялись деформационные характеристики и предел прочности при одноосном сжатии в воздушно-сухом состоянии [66].

Вторая группа образцов предварительно насыщалась моделью нефти (керосином и маслом, 1:1). Затем проводилась фильтрация пластовой воды с целью определения коэффициентов проницаемости и вытеснения. После

фильтрационного эксперимента образцы были испытаны на одноосное сжатие со снятием деформационных характеристик [66].

Третья группа образцов по аналогии с группой 2 была насыщена моделью нефти. В качестве агента вытеснения использовался раствор, содержащий неионогенное ПАВ (N-алкил-N, N-ди(полиэтиленгликоль) амин на основе кислот кокосового масла оксамин Л-15), катионное ПАВ (алкилдиметилбензиламмоний хлорид C12 - C14) и воду. Соотношение компонентов, масс. %: НПРАВ 0,01-0,5; КПРАВ 0,1-0,5; вода – остальное [66, 87]. После проведения фильтрации образцы были испытаны на одноосное сжатие со снятием деформационных характеристик.

Определение предела прочности

Определение предела прочности исследуемых пород проводилось в соответствии с ГОСТ 21153.2-84 [16]. Для этого измерялось максимальное разрушающее усилие, передаваемое через стальные плиты на торцевые поверхности образца правильной формы с соотношением высоты h к диаметру d около 2. Испытания на прочность проводились совместно с определением деформационных характеристик по ГОСТ 28985-91 [22]. Скорость нагружения образцов составляла около 0,5-1,0 МПа/сек.

Испытание на одноосное сжатие осуществляется следующим образом: подготовленный к испытаниям образец 5 устанавливают на плиту 6 и нагружают с постоянной скоростью деформирования до разрушения образца (рисунок 2.9). Нагрузка на образец передается с помощью устройства-шарнира 1-4 для обеспечения равномерности приложения силы к образцу и для компенсации возможного отклонения от параллельности торцов испытываемого образца.

Значение разрушающей нагрузки, скорости и времени испытания, а также деформационных характеристик фиксируются с заданной частотой с помощью специализированного программного обеспечения. Предел прочности при одноосном сжатии σ (МПа) вычисляют по формуле 2.1 [16]:

$$\sigma = \frac{P}{S} \cdot 10, \quad (2.1)$$

где P – разрушающая нагрузка, кН;

S – площадь поперечного сечения образца, см².

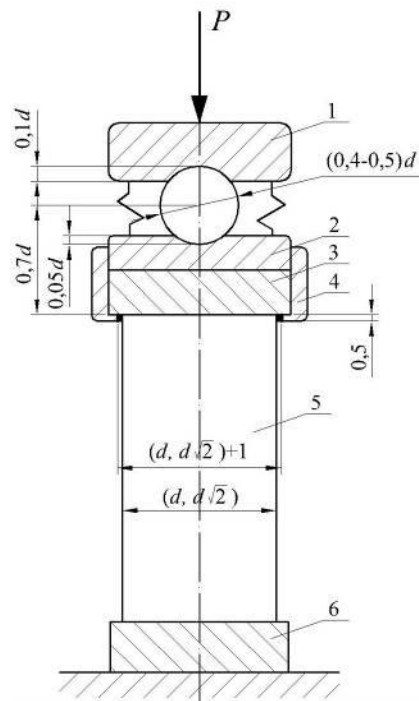


Рисунок 2.9 – Схема испытаний на одноосное сжатие: 1 - накладная пята; 2 – подкладная пята; 3 – плита; 4 – обойма; 5 – образец; 6 – плита [16]

Определение прочностных и деформационных характеристик осуществлялось с использованием электромеханического пресса фирмы MTS Insight (США). На рисунке 2.10 представлен общий вид пресса.

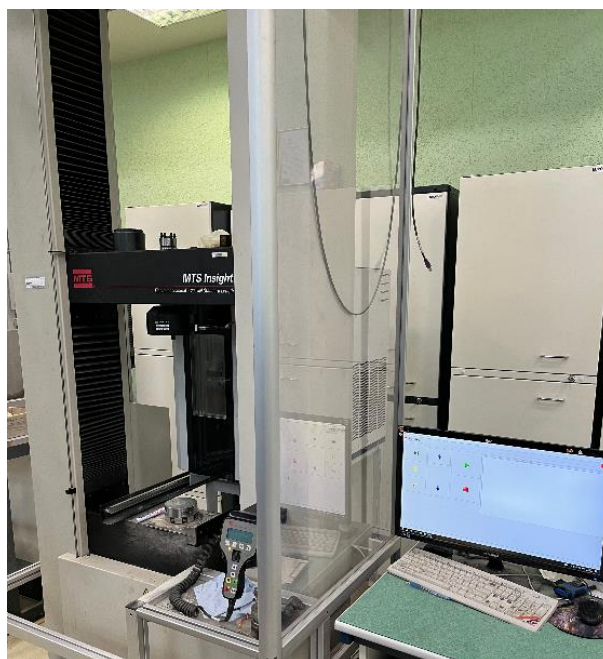


Рисунок 2.10 – Электромеханический пресс фирмы MTS Insight (фото автора)

На прессе данной конфигурации можно определять предел прочности горных пород на сжатие с разрушающей нагрузкой до 200 кН. Система оборудована

датчиками поперечных и продольных деформаций, способными зафиксировать деформации образца до 10 мм. В систему интегрирована климатическая камера, которая позволяет испытывать образцы в температурных условиях массива.

2.3 Определение деформационных характеристик

Деформационные характеристики определяются по ГОСТ 28985-91 [22] одновременно с определением прочности при одноосном сжатии. Фотография процесса испытания образца с установленными датчиками поперечных и продольных деформаций представлена на рисунке 2.11, позиция «а». Внешний вид насыщенного образца после испытания на одноосное сжатие представлен на рисунке 2.11, позиция «б». На рисунке 2.12 представлен график зависимости напряжения – относительные деформации.

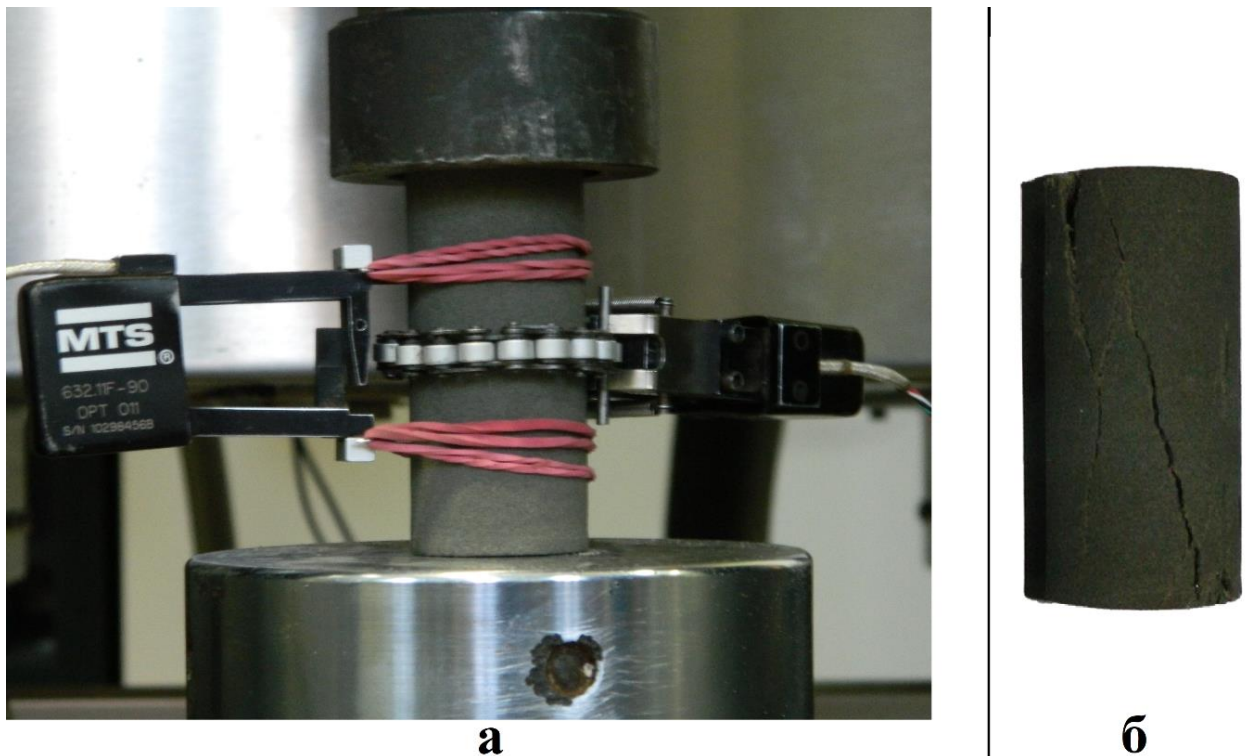


Рисунок 2.11 – Испытание образца (а) и образец после разрушения (б)
(фото автора)

Модуль упругости E и коэффициент Пуассона μ определяются по разгрузочным ветвям зависимости $\sigma - \varepsilon$ по формулам 2.2 и 2.3:

$$E = \frac{\sigma_k - \sigma_n}{\varepsilon'_{1k} - \varepsilon'_{1n}}; \quad (2.2)$$

$$\mu = \frac{\varepsilon'_{2k} - \varepsilon'_{2n}}{\varepsilon'_{1k} - \varepsilon'_{1n}}; \quad (2.3)$$

где σ_k и σ_n – напряжения в конце и начале разгрузки, Па;

ε'_{1k} ; ε'_{1n} ; ε'_{2k} и ε'_{2n} – относительные продольные и поперечные деформации в конце и начале разгрузки, д. ед.

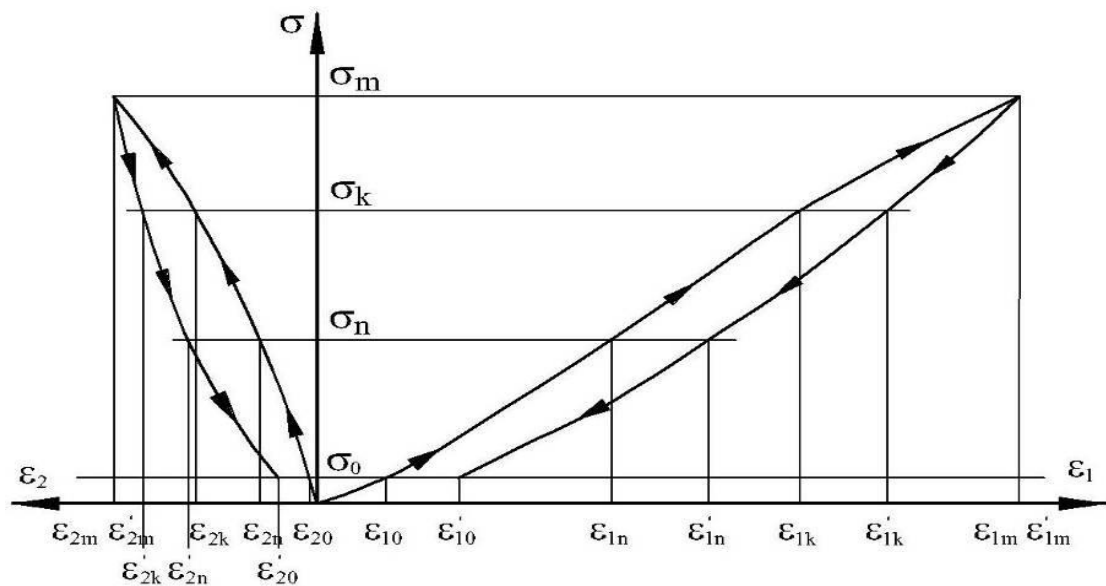


Рисунок 2.12 – График зависимости продольных и поперечных относительных деформаций образца от напряжений [22]

2.4 Определение физико-механических свойств горных пород с использованием образцов неправильной формы

При невозможности проведения испытаний в лабораторных условиях на образцах правильной геометрической формы используют альтернативные методы определения механических свойств горных пород.

Для определения предела прочности и построения паспорта прочности образцов в работе использовался метод нагружения сферическими инденторами, описанный в работе [52] и разработанный за рубежом «point-load strength test» [118, 119]. Описываемый метод определения комплекса прочностных показателей горных пород позволяет сократить объем испытаний за счет повышения информативности результатов и использования образцов произвольной геометрической формы. Для испытания можно использовать образцы с необработанными поверхностями. Устройство для проведения испытаний представлено на рисунке 2.13, а. Испытание осуществляют следующим образом: образец для испытания 5 помещают между двумя соосно направленными

инденторами 4. Инденторы закреплены на штоках 2 и свободно двигаются вдоль вертикальной оси, передавая нагрузку на образец. Путем равномерного нагружения с постоянной скоростью деформирования образец раскалывают на части, фиксируют максимальное сжимающее усилие P во время испытания. Разрушенный образец собирают из расколотых частей 7 и 8 по трещине 6 и определяют размеры зоны отпечатка под инденторами ($D_{отп}$ и $L_{л}$, рисунок 2.13, б) [64].

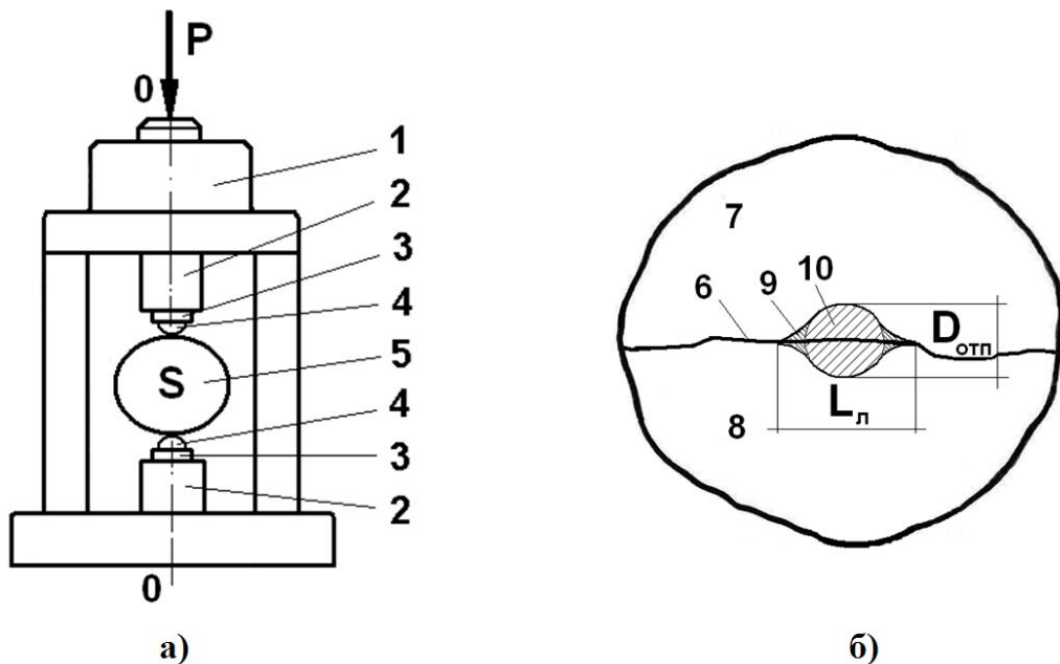


Рисунок 2.13 – Внешний вид устройства (а) и образец после испытания (б):
1 – корпус, 2 - штоки, 3 - вкладыши, 4 – сферические инденторы, 5 – образец,
6 – трещина отрыва, 7 и 8 – обломки образца, 9 – лунка выкола, 10 – отпечаток
индентора [64]

Вычисляют площадь поверхностей разрушенных зон на контакте с обоими инденторами F_1 и F_2 , по формуле 2.4, выбирая наибольшее из них:

$$F = \pi \cdot D_{отп} \cdot L_{л}, \quad (2.4)$$

где $D_{отп}$ – диаметр отпечатка, м;

$L_{л}$ – длина лунки выкола, м.

Рассчитывают растягивающее напряжение разрыва образца σ_t (Па) и среднее сжимающее напряжение p (Па) на границе большей из разрушенных зон по формулам 2.5 и 2.6:

$$\sigma_t = \frac{P}{S}; \quad (2.5)$$

$$p = \frac{P}{F} \quad (2.6)$$

Определяют предел прочности при всестороннем растяжении $\sigma_{\text{вр}}^{\text{к}}$ (Па), максимальное сопротивление срезу $\tau_{\text{max}}^{\text{к}}$ (Па) и коэффициент Пуассона μ_{σ} по формулам 2.7-2.9:

$$\sigma_{\text{вр}}^{\text{к}} = 2\sigma_t; \quad (2.7)$$

$$\tau_{\text{max}}^{\text{к}} = \frac{3}{2}\sqrt{p\sigma_t} + \frac{p(p - 3\sigma_t)}{4\sigma_t}; \quad (2.8)$$

$$\mu_{\sigma} = 2 \cdot \frac{\sigma_t}{p} \cdot \frac{(2 + \sqrt{p/\sigma_t})}{(1 + \sqrt{p/\sigma_t})} \quad (2.9)$$

Далее строят паспорт прочности породы. Огибающая кругов напряжений Мора аппроксимируется прямолинейными отрезками, соответствующими устойчивым видам разрушения (срез, отрыв, неравномерному всестороннему сжатию) и криволинейными отрезками, для которых вид разрушения носит вероятностный характер [64].

Способ определения прочности горных пород в водонасыщенном состоянии

На основе анализа существующих методов определения прочности при сжатии горных пород в водонасыщенном состоянии [7, 18, 23, 84-86, 103], коллективом авторов Горного университета был разработан и запатентован «Способ определения прочности горных пород в водонасыщенном состоянии» [88] (Приложение А).

Сущность изобретения заключается в следующем. Нагружают высушенные до постоянной массы образцы стальными встречными сферическими инденторами по одному из двух взаимно перпендикулярных направлений до формирования продольных трещин и раскалывания на две части. Собирают из обломков составные образцы, помещают их в емкость с жидкостью, в качестве которой используют воду, и нагружают в ней сферическими инденторами до формирования продольных трещин в направлениях, перпендикулярных первоначальному трещинам, в режиме ступенчатого приложения нагрузки с частичными разгрузками до уровня, достигнутого на предыдущем уровне нагрузки. В образцах фиксируют разрушающую нагрузку и измеряют площадь поверхности трещин. Определяют

частные значения растягивающего напряжения разрыва образцов, средние значения предела прочности на растяжение при раскалывании высушенных и водонасыщенных образцов и снижение предела прочности на растяжение при раскалывании в водонасыщенном состоянии во взаимно перпендикулярных направлениях.

На рисунке 2.14, «а» представлена схема нагрузочного устройства для реализации способа, где приняты следующие обозначения: 1 – образец; 2 – емкость с водой; 3 – стальные сферические инденторы; 4 – поперечная трещина разрыва. На рисунке 2.14, «б» представлен график зависимости сжимающей образец силы P от величины суммарной глубины вдавливания инденторов h .

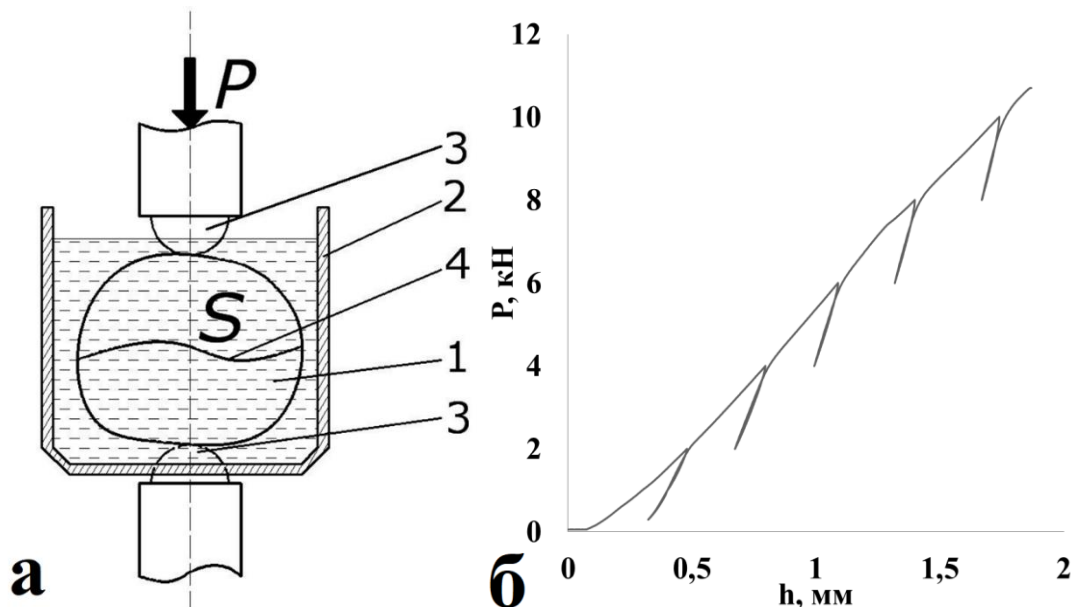


Рисунок 2.14 – Схема нагрузочного устройства для реализации способа (а) и график зависимости сжимающей образец силы P от величины суммарной глубины вдавливания инденторов h (б) [88]

Преимуществом изобретения является сокращение длительности испытаний по определению прочностных свойств за счет водонасыщения высушенных образцов непосредственно в процессе испытаний, а также за счет повышения информативности испытаний путем проведения определения прочностных характеристик породы в воздушно-сухом и водонасыщенном состоянии.

Методика определения предела длительной прочности при одноосном сжатии горных пород сосредоточенной нагрузкой

На основе метода испытания образцов сферическими инденторами [65, 114] был разработан и запатентован метод определения предела длительной прочности при одноосном сжатии горных пород (Приложение Б) [89]. К достоинствам метода относятся техническая простота реализации и доступность к применению в полевых условиях, благодаря возможности использовать образцы неправильной формы. Метод испытаний сферическими инденторами перспективен также и для определения показателей паспорта длительной прочности по аналогии с расчетной методикой построения паспорта прочности при кратковременных испытаниях.

На рисунке 2.15 представлен внешний вид устройства и процесс испытания образца эпоксидной смолы сферическими инденторами: *а* – схема испытания; *б* – распределение напряжений в образце: 1 – образец; 2 – сферические инденторы; 3 – зоны интенсивной трещиноватости; P – разрушающая сила; F_1 и F_2 – площади поверхностей зон интенсивной трещиноватости.

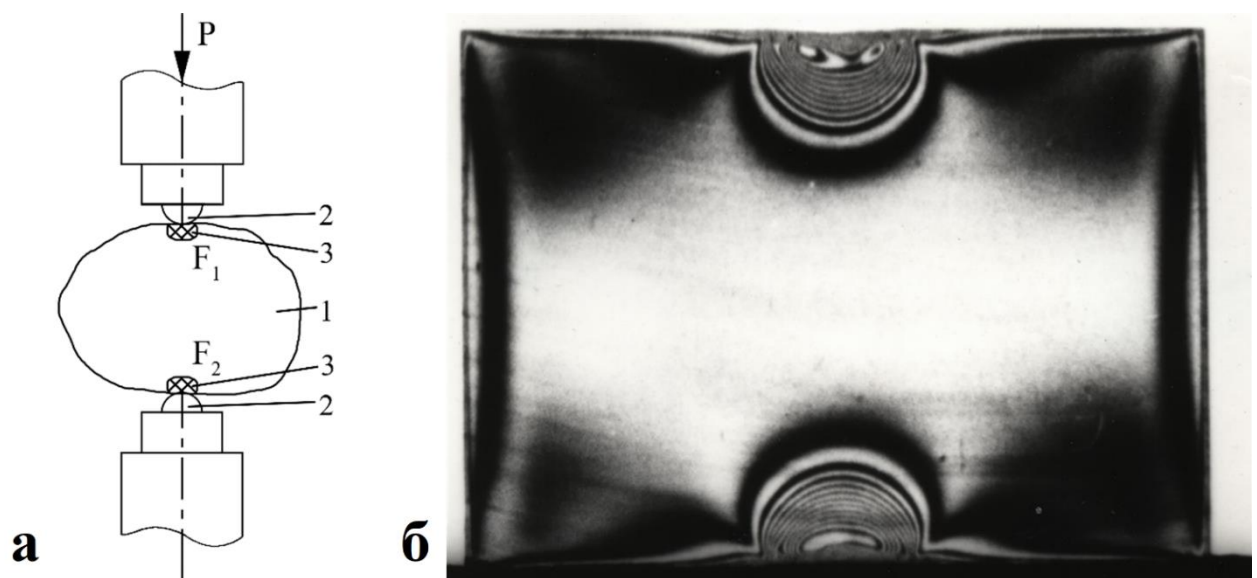


Рисунок 2.15 – Испытание образца эпоксидной смолы сферическими инденторами [89]

Методика исследований включала в себя анализ и обобщение литературных источников по теме исследования, экспериментальные исследования прочностных свойств горных пород при кратковременных и длительных механических

испытаниях по известным и предлагаемым методикам, сопоставительный анализ полученных расчетных и экспериментальных данных.

В ходе исследований были изучены следующие вопросы:

1. Механизм образования микротрещин в образце породы при нагружении сферическими инденторами.

2. Определение оптимальных параметров режима нагружения образцов сферическими инденторами при определении предела длительной прочности пород при одноосном сжатии.

3. Связь показателей длительной прочности при объемном сжатии с параметрами прочности при испытаниях сферическими инденторами. Определение зависимостей, связывающих показатели прочности при кратковременных и длительных режимах нагружения по данным испытаний сферическими инденторами.

4. Влияние на показатели длительной прочности при объемном сжатии прочности и хрупкости пород.

Исследованы прочностные свойства более 50 проб горных пород и подобных им материалов, разнообразных по составу (кембрийская глина, гипс, мел, мергель, аргиллит, алевролит, известняк, песчаник, соляные породы и т.д.), механическим и упругопластическим свойствам (от мягких пород до пород выше средней прочности с пределом прочности на сжатие от 2 до 160 МПа и коэффициентом хрупкости от 5 до 15).

Для обоснования методов ускоренного определения показателей длительной прочности пород выполнен комплекс сопоставительных механических испытаний, включающий испытания образцов сферическими инденторами и испытания цилиндрических образцов на одноосное и трехосное сжатие и на срез со сжатием при различных заданных скоростях нагружения или деформации.

Испытания образцов нагружением сферическими инденторами диаметром 15 мм проведены при скорости нагружения – от 0,02 до 0,50 кН/с в нагрузочном устройстве БУ-11 (Россия), установленном в универсальной испытательной

машине Insight 200 (MTS, США, рисунок 2.10); при этом площадь поверхности разрыва образцов варьировала от 5 до 20 см².

Испытания цилиндрических образцов на одноосное сжатие проведены со скоростью нагружения 0,5-1,0 МПа/с в сервогидравлической системе MTS 816 (MTS, США, рисунок 2.16), а испытания на объемное сжатие проведены со скоростью деформации 0,002 мм/с в стабилometре БВ21 (Россия), нагружаемом в гидравлической универсальной испытательной машине ZD100 (Германия).

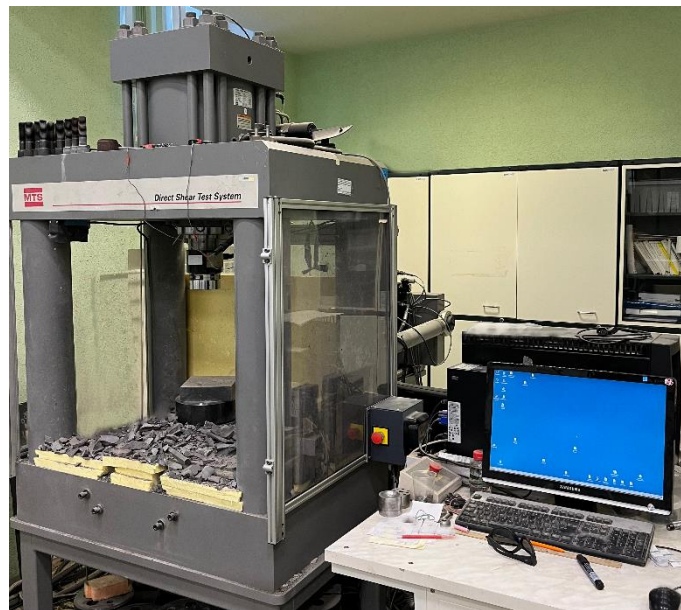


Рисунок 2.16 – Сервогидравлическая испытательная система MTS 816
в варианте с плитами на одноосное сжатие (фото автора)

Испытания цилиндрических образцов пород при срезе со сжатием проведены в устройстве косо́го среза МА 3 (Россия) со скоростью срезающих напряжений 1-5 МПа/с.

2.5 Определение предела прочности и деформационных характеристик при трехосном сжатии

Определение предела прочности, деформационных характеристик и фильтрации при трехосном сжатии проводилось на сервогидравлической системе RTR 1500 (рисунок 2.17).

Система включает:

- гидравлический поршень для создания вертикального напряжения σ_1 на образец и датчик силы для определения нагрузки до 1500 кН;

- стабилометр для проведения испытания в условиях объемного сжатия вида $\sigma_1 \geq \sigma_2 = \sigma_3$ или $\sigma_1 \leq \sigma_2 = \sigma_3$;
- насосную установку для создания порового и бокового (горного) давлений до 70 МПа (боковое давление создается с помощью гидравлического масла, а поровое давление с помощью воды);
- датчики продольных и поперечных деформаций для записи деформаций образца во время испытаний (до 10 мм);
- климатическую установку для создания в камере трехосного сжатия пластовых условий (от -30°C до $+150^{\circ}\text{C}$);
- ультразвуковые датчики для определения скоростей прохождения продольных и поперечных волн через образец.



Рисунок 2.17 – Сервогидравлическая система RTR 1500 (фото автора)

Перед началом испытания образец герметизируется с помощью термоусадочной трубки. Эластичная оболочка защищает образец от воздействия гидравлического масла и предотвращает фильтрацию жидкости вдоль поверхности образца. Датчик поперечных деформаций располагается по центру образца с помощью роликовой цепи. Датчики продольных деформаций располагаются с двух диаметрально противоположных сторон (рисунок 2.18).

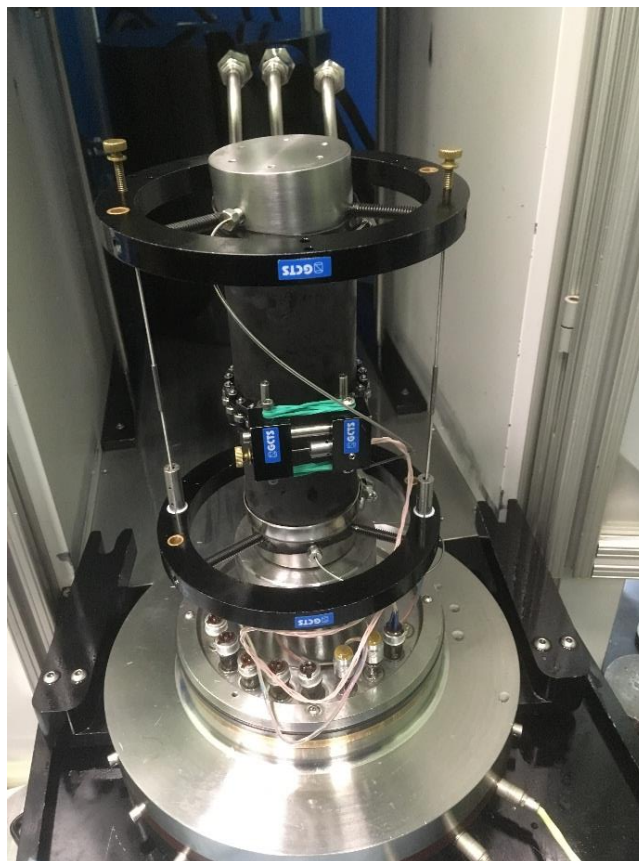


Рисунок 2.18 – Внешний вид образца с установленными датчиками продольных и поперечных деформаций перед проведением фильтрационного эксперимента (фото автора)

На рисунке 2.19 представлен график зависимости напряжения – относительные деформации.

Предел прочности при объемном сжатии σ определялся по формулам 2.10 и 2.11 [130]:

$$\sigma = \sigma_{\partial} + \sigma_{\varepsilon} - \sigma_n; \quad (2.10)$$

$$\sigma_{\partial} = \frac{P}{F}, \quad (2.11)$$

где P – нагрузка, Н;

F – площадь поперечного сечения образца, м²;

σ_{∂} – дифференциальные напряжения, Па (точка c на рисунке 2.19);

σ_{ε} – горное давление, Па;

σ_n – поровое давление, Па.

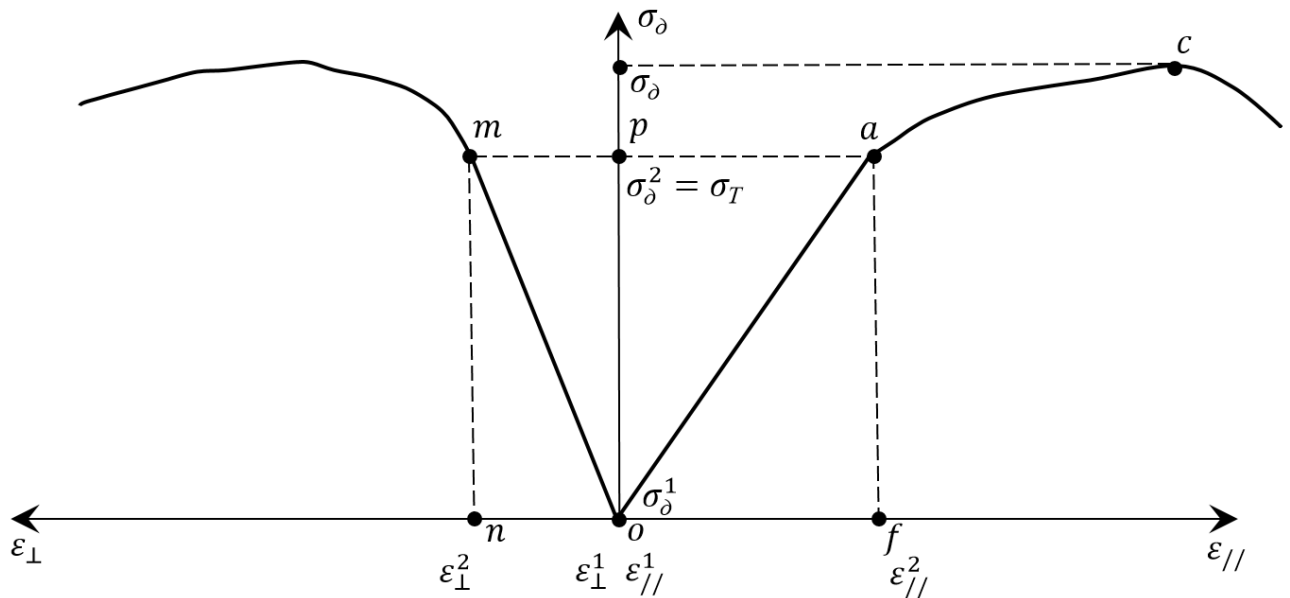


Рисунок 2.19 – График зависимости продольных и поперечных относительных деформаций образца от напряжений (составлено автором)

Модуль Юнга определялся на линейном участке диаграммы « $\sigma_\delta - \varepsilon_{//}$ » по формуле 2.12 [116]:

$$E = \frac{\Delta\sigma_\delta}{\Delta\varepsilon_{//}} = \frac{\sigma_\delta^2 - \sigma_\delta^1}{\varepsilon_{//}^2 - \varepsilon_{//}^1} = \frac{op}{of} \quad (2.12)$$

Коэффициент Пуассона определялся на линейном участке диаграмм « $\sigma_\delta - \varepsilon_{//}$ » и « $\sigma_\delta - \varepsilon_\perp$ » по формуле 2.13 [116]:

$$\mu = \frac{\Delta\varepsilon_\perp}{\Delta\varepsilon_{//}} = \frac{\varepsilon_\perp^2 - \varepsilon_\perp^1}{\varepsilon_{//}^2 - \varepsilon_{//}^1} = \frac{on}{of} \quad (2.13)$$

По результатам испытаний для каждого образца строилась диаграмма зависимости предела прочности образца от его продольных и поперечных деформаций.

2.6 Определение фильтрационных свойств при трехосном сжатии

Основной задачей исследований является установление влияния изменения НДС нефтесодержащих пород на их ФЕС для управления процессами добычи нефти, а также установление зависимостей изменения ФЕС и ФМС от изменения насыщенности нефтью или водой на разных стадиях разработки месторождений.

Последовательность проведения фильтрационного эксперимента:

1. Подготовленный образец помещается в стабилометр, рассчитанный на реализацию осесимметричного нагружения вида $\sigma_1 \geq \sigma_2 = \sigma_3$. Стабилометр герметизируют и заполняют маслом.

2. Всестороннее (горное) давление задается ступенчато до необходимого значения. В случае прорыва масла через герметизирующую рубашку эксперимент останавливается, образец извлекается, повторно экстрагируется и высушивается в термошкафу. Дальнейшие действия осуществляют согласно пункту 2.1.

3. К торцам образца через стальные плиты прикладывается осевая нагрузка, равная 3 кН, задается постоянный расход закачиваемой жидкости (воды). После стабилизации порового давления образец выдерживается в течение получаса (или до прокачки 3-5 поровых объемов) [80, 81].

Полученные значения расхода, порового и горного давления, осевой нагрузки фиксируются и используются для расчета коэффициента проницаемости керна, определяемого формулой 2.14 по закону Дарси:

$$k = \frac{\mu \cdot L \cdot Q}{S \cdot \Delta P}, \quad (2.14)$$

где k – коэффициент проницаемости керна, м² (1 Дарси=1,02·10⁻¹² м²);

μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с;

L – длина керна, м;

Q – заданный расход жидкости через керн, м³/с;

S – площадь поперечного сечения образца керна, м²;

ΔP – перепад давления на концах образца керна при заданном расходе, Па.

4. Следующим этапом является увеличение осевой нагрузки со скоростью 0,3 кН/с до 10 кН. Дальнейшие действия проводят по пункту 3.

5. Фильтрацию проводят на шести ступенях: 3, 10, 20, 30, 40 и 50 кН или до достижения порового давления предельных значений (давление обжима должно превышать поровое давление на 3 МПа для недопущения прорыва фильтруемой жидкости вдоль торцов образца). В случае превышения значений порового давления пороговой величины эксперимент прекращается программой испытаний.

Для определения величины осевой нагрузки на образец используется датчик силы (динамометр), который располагается внутри камеры трехосного сжатия.

Датчиком силы фиксируется дифференциальная нагрузка на образец, то есть разность между полной нагрузкой на образец и всесторонним (горным) давлением. В ходе испытания системой автоматического управления прессом поддерживаются постоянные условия.

При обработке результатов измерений эффективное давление для каждой ступени определялось по формуле 2.15:

$$p_{эф} = p_{горн} + p_{верт} - p_{пор}, \quad (2.15)$$

где $p_{горн}$ – давление обжима, Па;

$p_{верт}$ – создаваемое осевое давление, Па;

$p_{пор}$ – поровое давление в образце, Па.

Коэффициент относительного изменения проницаемости определялся по формуле 2.16:

$$\Delta k = \frac{k_i}{k_1}, \quad (2.16)$$

где k_1 – коэффициент проницаемости на первой ступени, m^2 ;

k_i – коэффициент проницаемости i -той ступени, m^2 .

2.7 Выводы по Главе 2

В соответствии с поставленными задачами разработана программа и методики лабораторных исследований физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств образцов горных пород. Методики предусматривают использование современного высокоточного оборудования лабораторий повышения нефтеотдачи пластов и физико-механических свойств и разрушения горных пород научного центра геомеханики и проблем горного производства Санкт-Петербургского горного университета.

1. Разработана методика определения прочностных и упругих свойств горных пород при разных уровнях насыщения и разных напряженно-деформированных состояниях.

2. Разработан и запатентован способ определения прочности горных пород в водонасыщенном состоянии.

3. Разработан и запатентован способ определения предела длительной прочности при одноосном сжатии горных пород.

4. Разработана методика проведения фильтрационных испытаний образцов терригенных пород-коллекторов порового типа со ступенчатым увеличением эффективного давления при объемном сжатии и осевого нагружения.

ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СВОЙСТВ НАСЫЩЕННЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

3.1 Описание образцов горных пород для проведения лабораторных исследований

Основными породами-коллекторами нефти и газа являются терригенные породы. В связи с этим для проведения лабораторных исследований 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.

Характеристики образцов, отобранных для исследований физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств, представлены в таблице 3.1. Таблица 3.1 – Характеристики образцов песчаника, подготовленных для определения предела прочности породы при одноосном сжатии и насыщенных водой/керосином (по данным автора)

№ Образца	Длина, см	Диаметр, см	Пористость (по воде), %	Проницаемость по воздуху, 10^{-3} мкм ²	Группа (вид насыщения)
1-1	5,15	3,02	17,13	9,56	0 (воздушно-сухой)
1-2	6,17	3,02	17,63	10,32	1 (керосин, 100%)
1-3	6,51	3,02	16,97	10,04	1 (керосин, 100%)
1-4	6,45	3,01	18,07	11,95	2 (25% воды / 75% керосина)
1-5	6,40	3,01	17,00	8,92	3 (40% воды / 60% керосина)
1-6	6,24	3,02	17,50	9,80	3 (50% воды / 50% керосина)
1-7	6,46	3,01	19,55	13,49	3 (50% воды / 50% керосина)
1-8	6,51	3,01	17,08	13,77	4 (70% воды / 30% керосина)
1-9	5,97	3,01	17,92	10,09	4 (75% воды / 25% керосина)
1-10	6,71	3,01	17,87	11,96	5 (вода, 100%)
1-11	6,45	3,02	16,90	10,50	5 (вода, 100%)

Сводный геологический разрез и краткое литологическое описание пород представлено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Сводный геологический разрез (составлено автором)

Группа	Система	Отдел	Ярус	Свита	Пласт	Глубина, м	Литологическая колонка	Мощность, м	Краткое литологическое описание пород
МЕЗОЗОЙСКАЯ	МЕЛОВАЯ	НИЖНИЙ МЕЛ	Готерив-баррем	Черкашинская	АС	4		100-150	Переслаивание песчаников нефтеносных, алевролитов серых, зеленовато-серых с плотными аргиллитами и глинами
						5			
						6			
						7			
				Пимская пачка		~30		Аргиллиты серые, темно-серые	
				БС	1				
					2				
					3				
					4				
					5				
			6						
			7						
			Сармановская пачка		30-55	Глины темно-серые			
			БС	8					
				9					
			Чеускинская пачка		25-40	Аргиллиты серые и темно-серые			
			БС	10					
				Куломзинская пачка		30-55	Аргиллиты серые и темно-серые		
			БС	11					
						~30	Глины темно-серые		
БС	16-22								
			120-160	Песчаники, алевролиты аркозовые, местами известковистые, аргиллиты темно-серые плотные с единичными прослоями алевролитов и доломитизированных известняков.					
		2400	2800						
		2000							

Внешний вид образцов представлен на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 – Внешний вид образцов для испытаний (фото автора)

Оценка гидрофобности и гидрофильности образцов определялась путем измерения краевого угла смачивания методом «лежащей капли» на границе раздела фаз воды / керосина с образцами песчаника. На рисунке 3.2 представлена схема определения краевого угла смачивания.

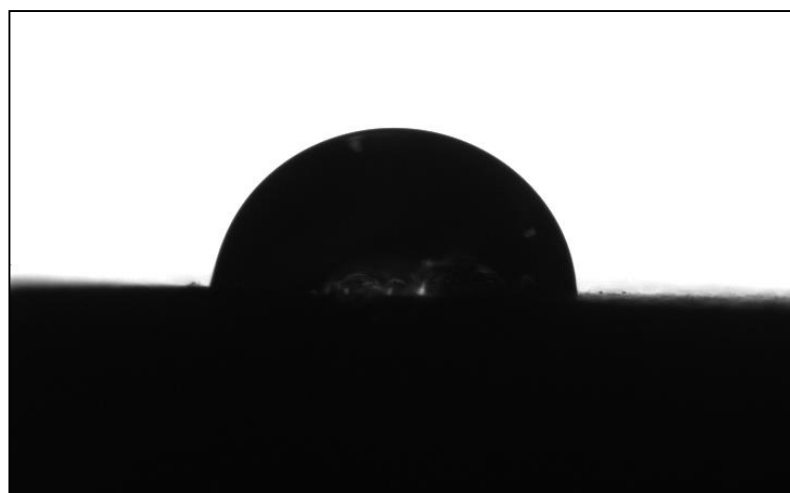


Рисунок 3.2 – Капля воды на поверхности керна, насыщенного керосином
(составлено автором)

Среднее значение краевого угла смачивания капли воды на поверхности керна, насыщенного керосином, составило $\theta=86,6^\circ$.

При попытке определить краевой угол смачивания каплей керосина или воды на поверхности образца в воздушно-сухом состоянии наблюдалось полное поглощение жидкостей образцами (рисунок 3.3).

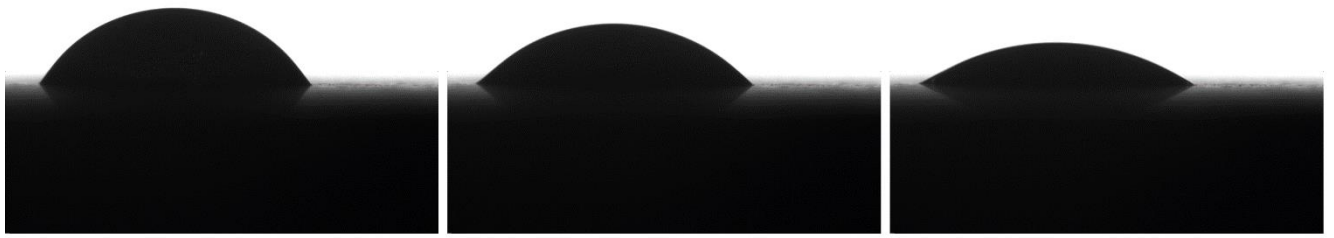


Рисунок 3.3 – Капля воды на поверхности сухого керна (составлено автором)

3.2 Результаты определения свойств образцов различной насыщенности при одноосном сжатии

В работе были проведены экспериментальные исследования на терригенных образцах (см. таблица 3.1) месторождения Западной Сибири [48, 49, 68-70, 90, 128, 140].

В соответствии с описанной методикой были получены и рассчитаны предел прочности образцов (рисунок 3.4), модуль упругости (рисунок 3.5) и коэффициент Пуассона. Полученные данные приведены в таблице 3.3.

С увеличением содержания воды в породе предел прочности и модуль упругости постепенно снижаются. Образцы, испытанные в воздушно-сухом состоянии, обладают максимальными значениями прочностных и упругих характеристик.

Таблица 3.3 – Результаты проведенных исследований (по данным автора)

№ образца	Разрушающая нагрузка, Н	Предел прочности, МПа	Модуль упругости, ГПа	Коэффициент Пуассона
1-1	26807	37,94	12,99	0,11
1-2	21950	31,07	12,23	0,20
1-3	20553	29,23	8,92	0,11
1-4	18944	26,94	8,06	0,13
1-5	20169	28,40	8,78	0,17
1-6	17027	24,10	8,07	0,17
1-7	17587	24,96	9,31	0,16
1-8	17000	23,74	8,39	0,24
1-9	18288	25,89	7,48	0,21
1-10	16837	23,85	8,30	0,18
1-11	18196	25,76	7,74	0,14

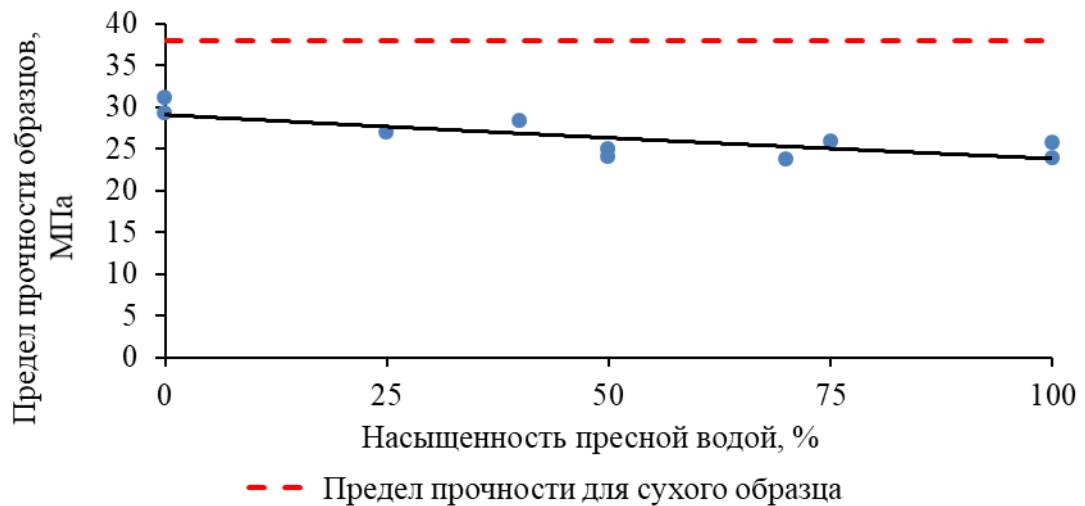


Рисунок 3.4 – Зависимость предела прочности от насыщенности образца водой
(составлено автором)

Зависимость модуля упругости образца породы от насыщенности жидкостью (рисунок 3.5) можно представить в виде:

$$E = 9,8127 \exp(-0,002 \cdot S_B) \quad (3.1)$$

где E – модуль упругости, 10^9 Па;

S_B – водонасыщенность, %.

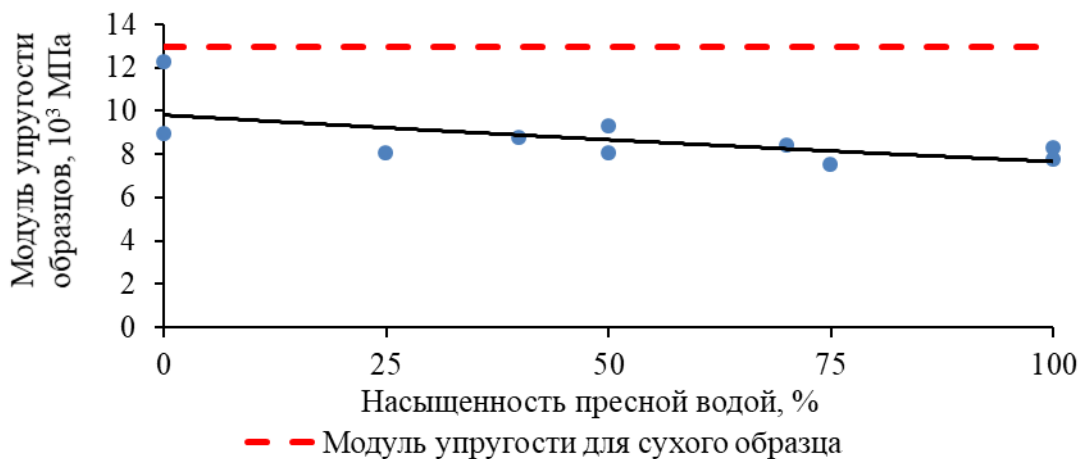


Рисунок 3.5 – Зависимость модуля упругости от насыщенности образца водой
(составлено автором)

Однозначной зависимости между коэффициентом Пуассона и насыщенностью керосином и водой установить не удалось. Как видно из рисунка 3.6, изменение численных значений коэффициента Пуассона с увеличением степени насыщенности образцов носит хаотичный характер. Отсутствие взаимосвязи между данными характеристиками горных пород было

установлено рядом исследований других авторов. Так, в работе [135] определялась зависимость коэффициента Пуассона для сланцевых пород-коллекторов от водонасыщенности. В качестве жидкости насыщения использовалась минерализованная вода (КС1) для предотвращения набухания глин, диапазон насыщения водой: от полностью сухих до 35% содержания воды (рисунок 3.7).

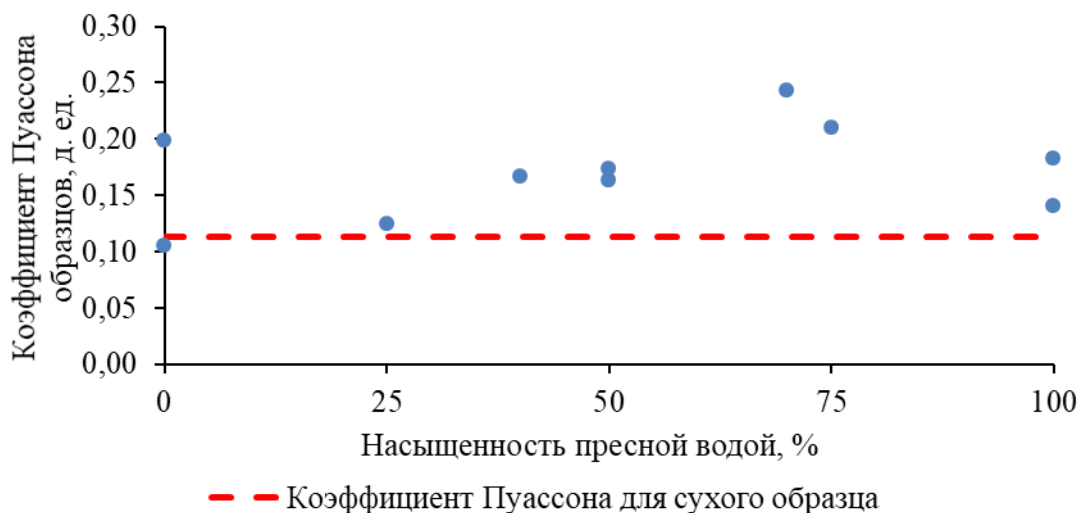


Рисунок 3.6 – Зависимость коэффициента Пуассона от насыщенности образца водой (составлено автором)

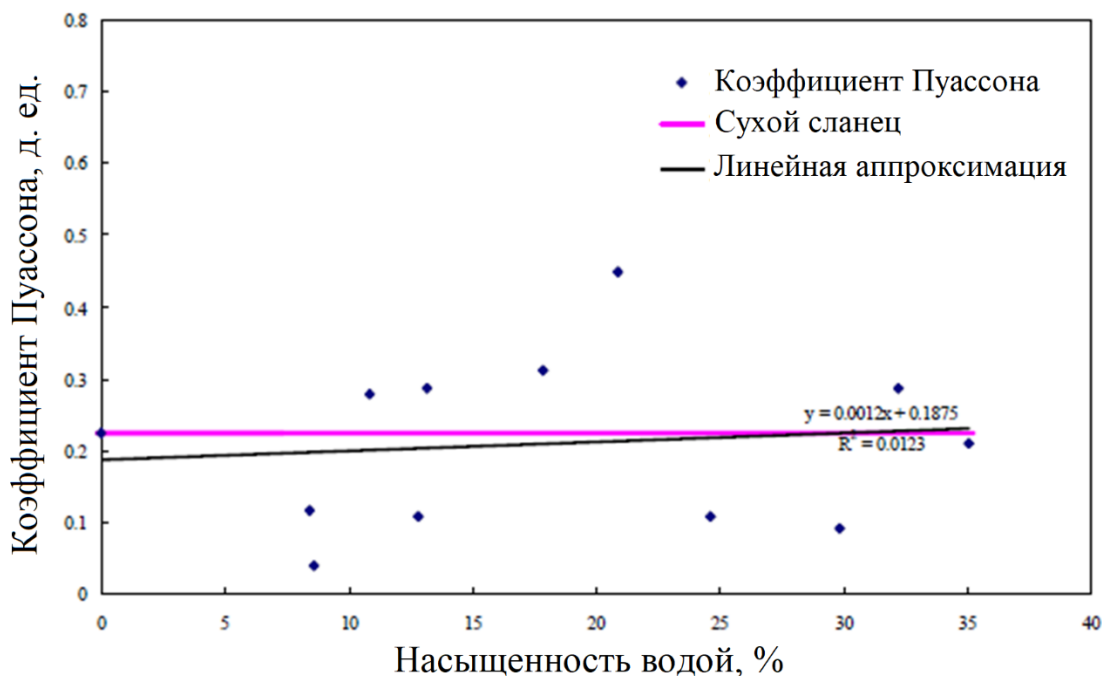


Рисунок 3.7 – Зависимость коэффициента Пуассона от насыщенности образца водой [135]

На рисунках 3.8-3.9 представлены зависимости относительных поперечных и продольных деформаций от осевого напряжения в образцах песчаника разной

насыщенности. По графикам видно, что наибольшей продольной деформации при разрушении достигают водонасыщенные образцы. Продольные деформации при разрушении образцов песчаника в воздушно-сухом состоянии и насыщенных керосином принимают равные значения -4×10^{-3} мм/мм (рисунок 3.8).

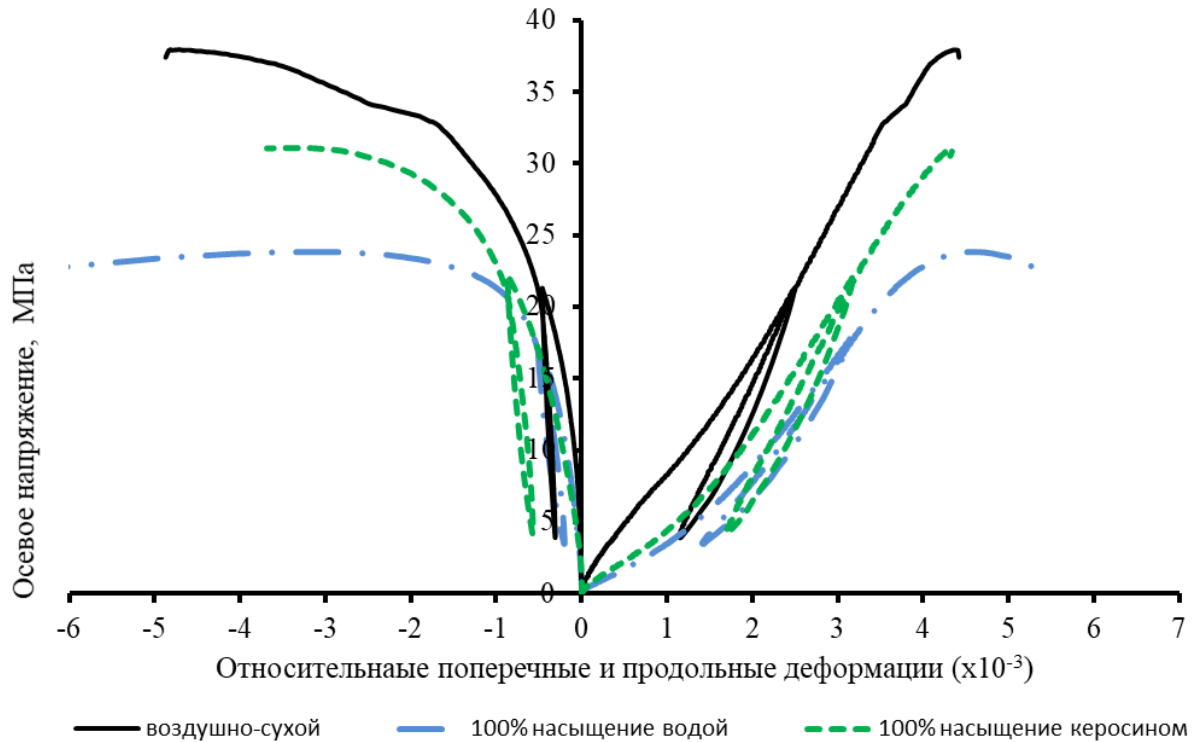


Рисунок 3.8 – Распределение графиков напряжение-деформация от различного вида насыщенности (составлено автором)

Рост деформаций образцов зерна в водонасыщенном состоянии объясняется взаимодействием воды и породы в процессе насыщения и разрушения образца. Образцы испытываемой породы содержат глинистый цемент, взаимодействие воды и глины приводит к росту пластичности породы и к более пластичному разрушению. При разработке месторождений нефти с увеличением содержания воды в глинистом пласте возможно увеличение его деформации. Деформирование пласта при этом способно привести к перераспределению фильтрационных каналов и уменьшению объема пор даже при неизменном эффективном давлении. Значительное снижение пластового давления на первой стадии разработки месторождения нефти приведет к росту эффективного давления. В свою очередь, рост эффективного давления приведет к росту нагрузки на скелет породы и деформации породы вплоть до ее разрушения.

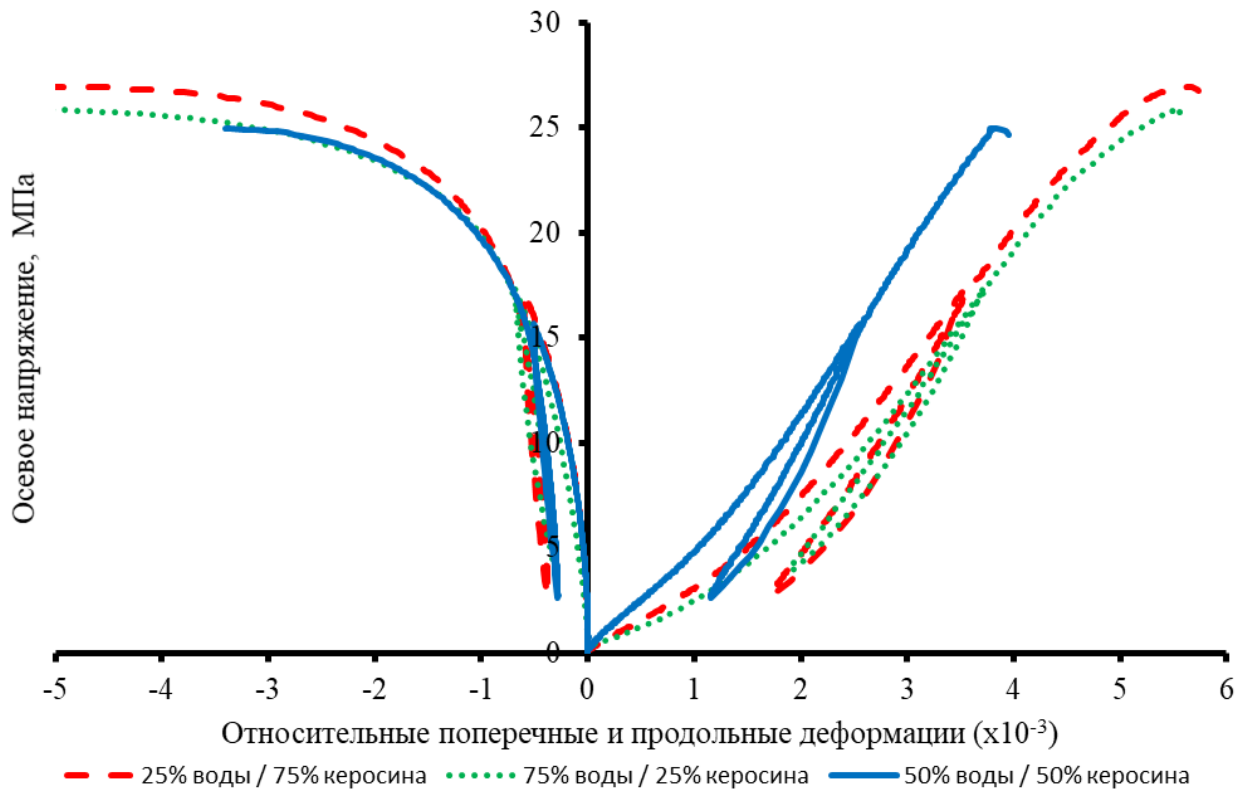


Рисунок 3.9 – Распределение графиков напряжение-деформация от различного содержания воды и керосина (составлено автором)

3.3 Результаты исследования влияния поверхностно активных веществ на прочностные характеристики образцов песчаника

В целях изучения влияния растворов ПАВ на ФМС была проведена серия испытаний по определению предела прочности при одноосном сжатии с определением деформационных характеристик. Исходные данные по образцам представлены в таблице 3.4. Результаты проведенных исследований на образцах керна отражены в таблице 3.5.

Растворы ПАВ оказывают влияние на прочностные и деформационные характеристики образцов – насыщенные образцы имеют меньшую прочность и модуль упругости, чем образцы в воздушно-сухом состоянии и насыщенные водой. Насыщение раствором ПАВ приводит к снижению прочностных (рисунок 3.10) и упругих (рисунок 3.11) свойств до 20% в сравнении с водонасыщенными образцами и до 35-40% в сравнении с образцами в воздушно-сухом состоянии.

Таблица 3.4 – Характеристики образцов песчаника, подготовленных для определения предела прочности породы при одноосном сжатии и насыщенных водой/раствором ПАВ [66]

№ образца	Диаметр, см	Высота, см	Пористость, %	Группа (насыщение)
2-1	2,99	5,86	19,63	1 (воздушно-сухие)
2-2	3,01	5,35	18,13	
2-3	3,01	5,88	18,76	
2-4	3,01	6,49	19,48	2 (насыщенные водой)
2-5	3,01	6,47	19,29	
2-6	3,01	6,01	18,98	
2-7	3,02	5,83	16,20	3 (насыщенные раствором ПАВ)
2-8	3,02	6,14	16,43	
2-9	3,01	6,12	17,71	

Таблица 3.5 – Прочностные и упругие свойства пород [66]

№ образца	Насыщенность	Предел прочности, МПа	Модуль упругости, ГПа	Коэффициент Пуассона
2-1	Воздушно-сухие	31,45	12,10	0,10
2-2		34,96	9,46	0,11
2-3		28,61	13,56	0,10
2-4	Вода	27,81	9,59	0,18
2-5		28,74	8,72	0,15
2-6		31,37	12,32	0,20
2-7	ПАВ	19,97	7,98	0,14
2-8		26,46	6,45	0,12
2-9		25,58	9,77	0,16

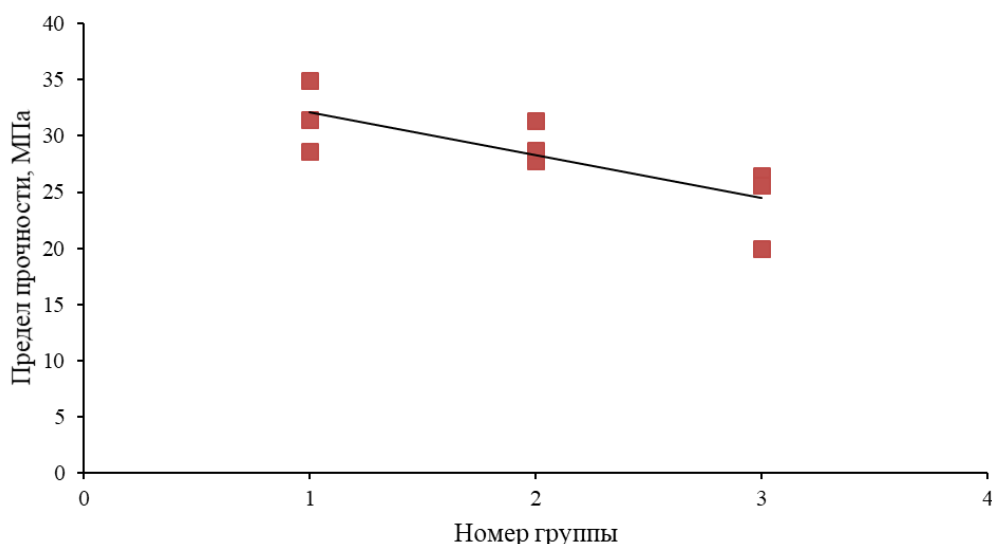


Рисунок 3.10 – Распределение предела прочности от типа вытесняющего агента:

- 1 – образцы при естественном насыщении, 2 – водонасыщенные образцы,
3 – образцы, насыщенные раствором ПАВ [66]

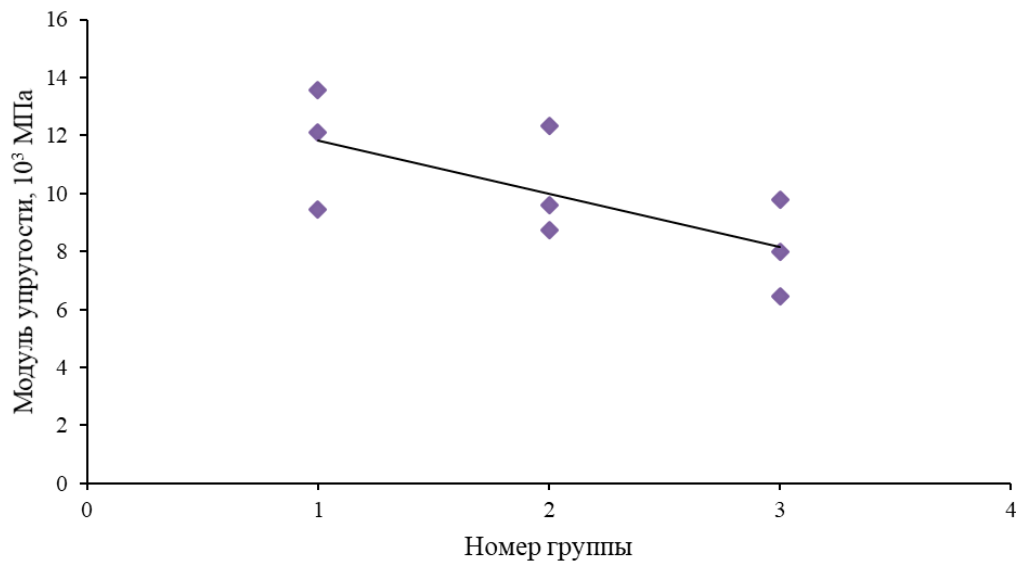


Рисунок 3.11 – Распределение модуля упругости от типа вытесняющего агента:

1– образцы при естественном насыщении, 2 – водонасыщенные образцы,
3 – образцы, насыщенные раствором ПАВ [66]

На рисунке 3.12 представлена зависимость распределения коэффициента Пуассона от типа вытесняющей жидкости. При насыщении водой коэффициент Пуассона достигает максимальных значений – 0,15-0,20; при насыщении раствором ПАВ значения изменяются в пределах 0,12-0,16.

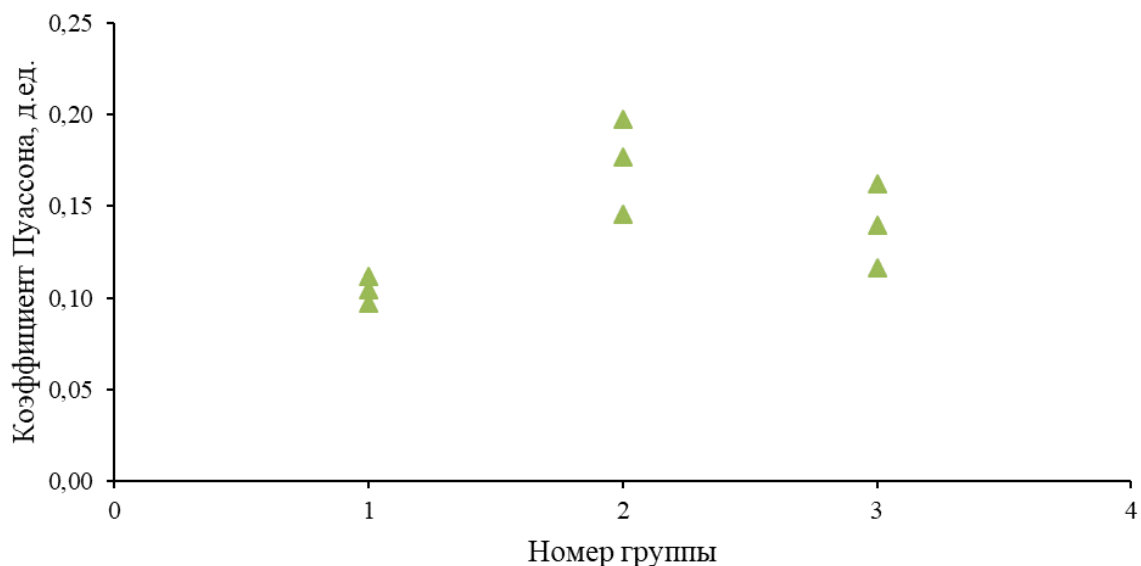


Рисунок 3.12 – Распределение коэффициента Пуассона от типа вытесняющего агента: 1– образцы при естественном насыщении, 2 – водонасыщенные образцы,
3 – образцы, насыщенные раствором ПАВ [66]

На рисунках 3.13-3.15 представлены графики прочностных и деформационных характеристик образцов песчаника разной насыщенности.

Наибольшая прочность наблюдается у образцов песчаника, испытанных в воздушно-сухом состоянии (рисунок 3.13), при насыщении водой или раствором ПАВ прочность снижается. Значения относительных продольных деформаций у образцов в воздушно-сухом состоянии (рисунок 3.13) меньше, чем у образцов, профильтрованных водой (рисунок 3.14) или раствором ПАВ (рисунок 3.15).

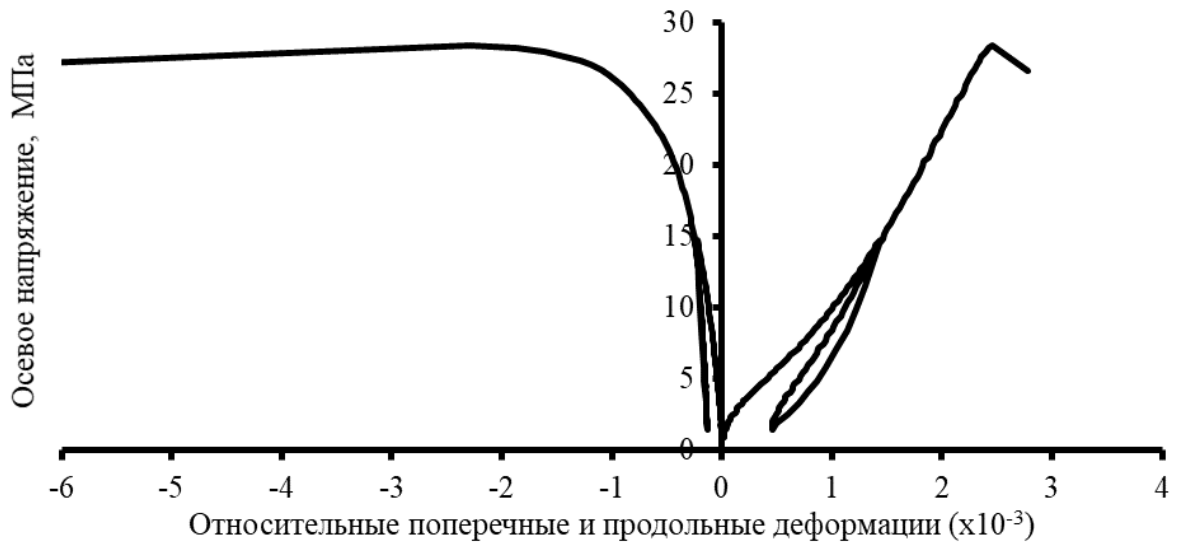


Рисунок 3.13 – Прочностные и деформационные характеристики образца песчаника в воздушно-сухом состоянии [66]



Рисунок 3.14 – Прочностные и деформационные характеристики образца песчаника, профильтрованного водой [66]

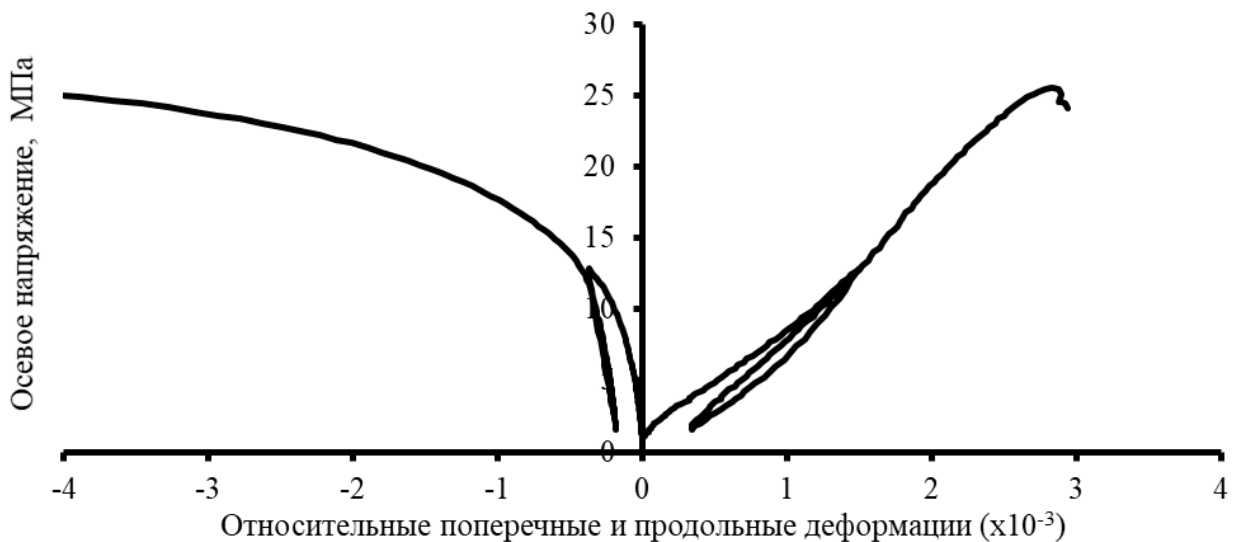


Рисунок 3.15 – Прочностные и деформационные характеристики образца песчаника, профильтрованного раствором ПАВ [66]

3.4 Результаты определения физико-механических свойств горных пород с использованием образцов неправильной формы

На «условно-монолитных» остатках образцов (таблица 3.1) были проведены уточняющие испытания методом сжатия сферическими инденторами. Данный метод позволяет определять основные ФМС породы без предъявления жестких требований к форме и размерам образцов [52].

Результаты определения показателей прочности образцов методом сферических инденторов представлены на рисунках 3.16-3.18. Графики зависимости предела прочности горных пород при одноосном сжатии от насыщенности водой и керосином, построенные по результатам испытаний образцов правильной формы (см. рисунок 3.4) и методом сферических инденторов (рисунок 3.16), имеют схожий характер. Предел прочности на одноосное сжатие в первом случае изменяется в диапазоне от 24 до 37 МПа, а при определении методом сферических инденторов на тех же образцах – от 15 до 39 МПа. Такое расхождение связано с тем, что образцы для проведения испытаний сферическими инденторами были взяты после испытаний на одноосное сжатие и имели дополнительные поверхности разрушения и системы трещин.

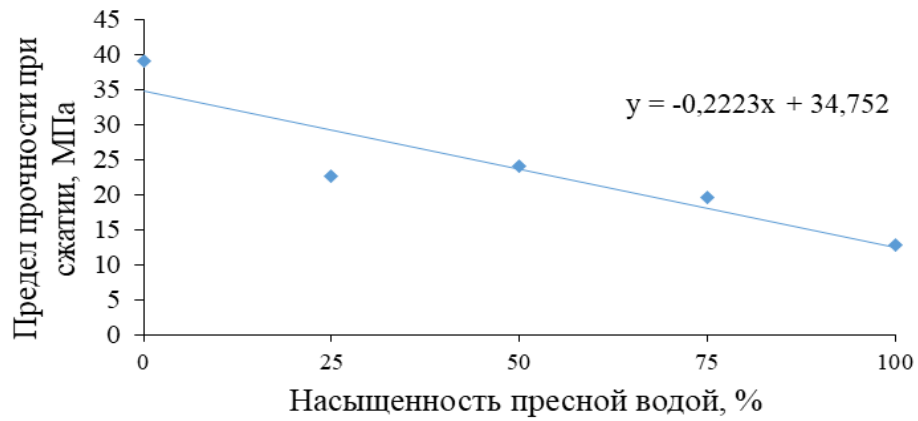


Рисунок 3.16 – Значения предела прочности при сжатии от водонасыщенности (составлено автором)

Значения угла внутреннего трения (рисунок 3.17) с уменьшением содержания углеводородной фазы так же уменьшается до $1-1,5^\circ$. Значения сцепления (рисунок 3.18) может уменьшаться на 50% при уменьшении содержания керосина в породе до близких к нулю значений.

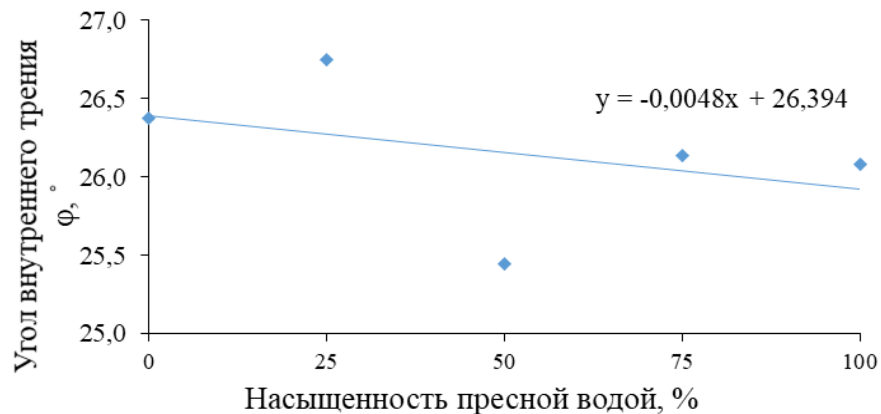


Рисунок 3.17 – Значения угла внутреннего трения от насыщенности образца водой (составлено автором)

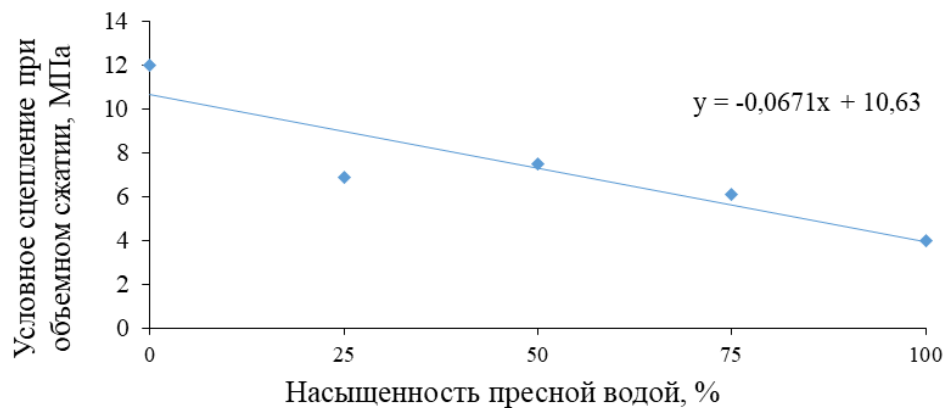


Рисунок 3.18 – Значения сцепления от насыщенности образца водой (составлено автором)

Паспорта прочности насыщенных образцов песчаника представлены на рисунках 3.19-3.20. Значения предела прочности при одноосном растяжении и при одноосном сжатии, условное сцепление (пересечение линий графиков с осью ординат) снижаются при уменьшении содержания углеводородной фазы в образцах. При полном водонасыщении образца прочностные свойства принимают минимальные значения.

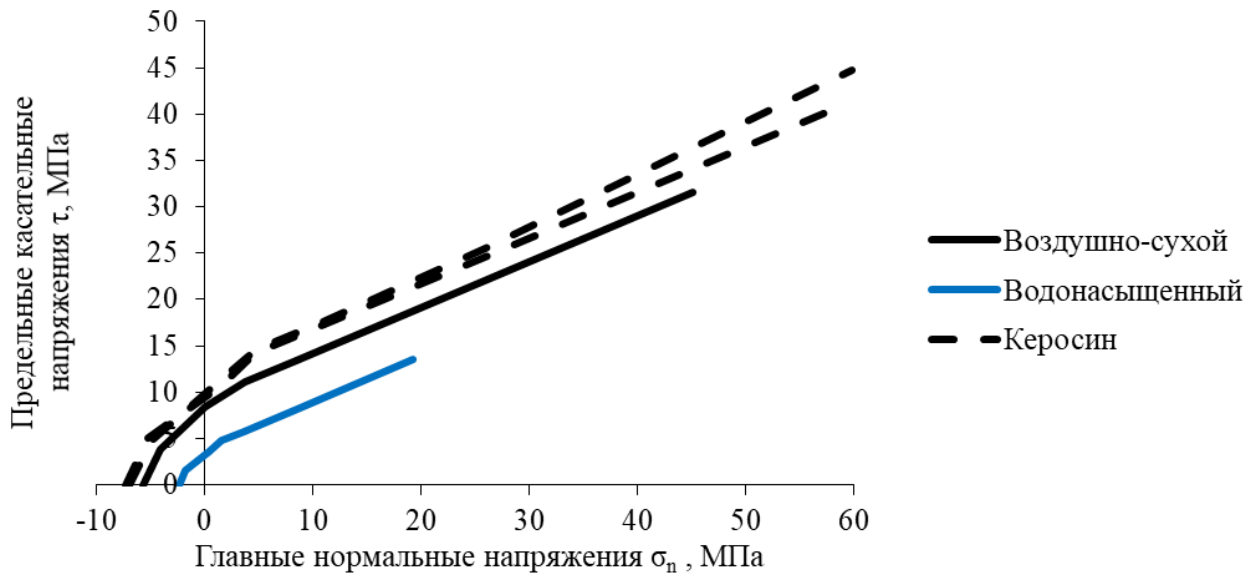


Рисунок 3.19 – Паспорт прочности образцов песчаника (составлено автором)

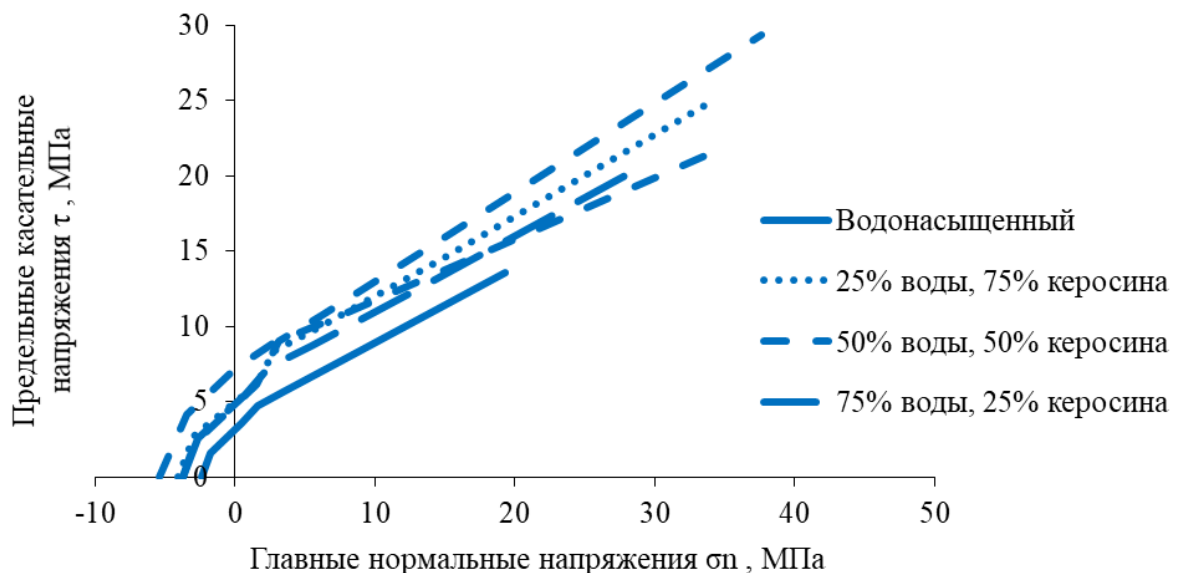


Рисунок 3.20 – Паспорт прочности образцов песчаника (составлено автором)

В таблице 3.6 представлены результаты определения прочностных характеристик горных пород запатентованным и базовым способом.

Таблица 3.6 – Среднеарифметические значения прочностных характеристик горных пород запатентованным и базовым способом [88]

Литотип				Алевро-лит	Песчаник	Песчаник	Известняк	Известняк	
Патент на изобретение РФ № 2676046	перпендикулярно слоистости	Среднее значение предела прочности на растяжение при раскалывании, МПа	Сухой	4,12	8,27	3,05	8,19	4,2	
			Водонасыщенный	1,16	6,49	2,44	5,93	2,71	
		Снижение прочности на растяжение в водонасыщенном состоянии			0,72	0,22	0,2	0,28	0,35
	вдоль слоистости	Среднее значение предела прочности на растяжение при раскалывании, МПа	Сухой	2,2	5,21	3,09	7,14	4,1	
			Водонасыщенный	0,68	3,86	2,51	4,96	2,49	
		Снижение прочности на растяжение в водонасыщенном состоянии			0,69	0,26	0,18	0,31	0,39
	Базовый способ	перпендикулярно слоистости	Среднее значение предела прочности при одноосном сжатии, МПа	Сухой	30,66	66,21	23,42	50,85	31,07
				Водонасыщенный	9,64	50,98	19,3	35,86	18,64
			Снижение прочности при увлажнении			0,69	0,25	0,18	0,3
вдоль слоистости		Среднее значение предела прочности при одноосном сжатии, МПа	Сухой	8,29	46,96	24,27	43,14	30,04	
			Водонасыщенный	2,21	33,72	20,09	31,58	16,45	
		Снижение прочности при увлажнении			0,73	0,28	0,17	0,27	0,45
Отклонение результатов определения снижения прочности, %		перпендикулярно слоистости			4,7	-12,2	12	-7,4	-11,5
		вдоль слоистости			-5,7	-7,8	8,5	14,2	-13,1

Результаты определения предела длительной прочности пород при одноосном сжатии

При испытаниях сферическими инденторами образование микротрещин начинается еще до разрушения образца и происходит при сложном неоднородном напряженном состоянии. В центральной части образца сохраняется исходное ненарушенное состояние, которое аналогично состоянию одноосно сжимаемого цилиндрического образца до предела длительной прочности. При этом зоны интенсивной трещиноватости породы, находящиеся под сферическими инденторами увеличиваются постепенно с ростом нагрузки на образец. Трещиноватость развивается по подобию с развитием трещиноватости в цилиндрическом образце после превышения напряжениями величины предела длительной прочности [91].

Процессы, протекающие в образце при нагружении сферическими инденторами, обладают рядом особенностей:

- зоны интенсивной трещиноватости, сосредоточенные под сферическими инденторами, имеют в первом приближении форму боковой поверхности шарового сегмента, благодаря чему измерение размеров зон упрощается и повышается точность определения площади воздействия сферического индентора на образец;

- в ходе испытания происходит постепенное разрушение породы срезом вдоль поверхностей зоны интенсивной трещиноватости вблизи контактов со сферическими инденторами.

Установлено, что локальным разрушениям в образце соответствуют достижения состояния предела прочности при сжатии σ_{ci} , которое может быть вычислено как сумма частных значений p_i и C_{oi} , действующих вдоль поверхностей среза. Вначале испытания иногда наблюдается разброс данных, который происходит из-за влияния неровности поверхности образцов и их пористости. По мере продолжения вдавливания сферических инденторов происходит постепенная стабилизация параметров процесса разрушения срезом (значений p_i и σ_{ci}) до момента раскалывания образца вдоль оси нагружения, что позволяет при массовых испытаниях по определению показателей прочности ограничиться измерением

только разрушающей нагрузки и остаточной деформации в зонах интенсивной трещиноватости в расколоте образце и за счет этого существенно упростить испытания.

В соответствии с моделью Г.Л. Фисенко [106] процесс постепенного уменьшения породой связности (сцепления) по мере развития микротрещин при деформировании образца за пределом длительной прочности может быть описан зависимостью предела прочности при одноосном сжатии σ_c от предела длительной прочности σ_∞ и остаточного сцепления $C_{ост}$ в интервале напряжений между состояниями длительной $\sigma_{c\infty}$ и кратковременной σ_c прочности (формула 3.2). При этом величина остаточного сцепления $C_{ост}$ зависит от скорости нагружения образца и уменьшается при замедлении испытания до предельного нулевого значения.

$$\sigma_c = \sigma_{c\infty} + C_{ост}, \quad (3.2)$$

где σ_c – предел прочности при одноосном сжатии, Па;

$\sigma_{c\infty}$ – предел длительной прочности, Па;

$C_{ост}$ – остаточное сцепление, Па.

По структуре формула 3.2 аналогична формуле 3.3 для вычисления предела прочности при одноосном сжатии σ_c по результатам кратковременного испытания образца сферическими инденторами [65]:

$$\sigma_c = p + C_0, \quad (3.3)$$

где p – сжимающая составляющая предельного напряженного состояния, Па;

C_0 – предельное сопротивление срезу на границе раздела ненарушенной породы в центральной части образца и большей из зон интенсивной трещиноватости породы вблизи контактов со сферическими инденторами, Па.

Учитывая это, предлагается в качестве предела длительной прочности $\sigma_{c\infty}$ принимать сжимающую составляющую p предельного напряженного состояния на границе большей из зон интенсивной трещиноватости вблизи контактов с сферическими инденторами (формула 3.4):

$$\sigma_{c\infty} = p \quad (3.4)$$

Формула 3.4 отражает физическую сущность предела длительной прочности как порога, разделяющего два различных структурных состояния нагружаемого

образца – центральную часть образца в исходном ненарушенном состоянии и зоны развития микротрещин под сферическими инденторами, на которые оказывают влияние особенности процесса нагружения. При этом напряжения на границе раздела соответствуют сжимающей составляющей p предельного сопротивления срезу монолитной породы.

Экспериментальным обоснованием принятия в качестве предела длительной прочности при одноосном сжатии величины среднего сжимающего напряжения вдоль поверхности большей из зон интенсивной трещиноватости породы в зонах контакта со сферическими инденторами служат результаты сопоставительных испытаний более 40 проб различной прочности и хрупкости по рассматриваемым методом и методом измерения объемных деформаций при одноосном сжатии цилиндрических образцов [89] (Приложение Б). При этом в качестве показателя длительной прочности был принят коэффициент K_{∞} , представляющий предел $\sigma_{c\infty}$ в долях от значения σ_c , а в качестве показателя хрупкости – коэффициент хрупкости K_f , измеряемый отношением пределов прочности при одноосном сжатии и растяжении. При этом значения K_{∞} , вычисляли для метода нагружения сферическими инденторами по формуле 3.5:

$$K_{\infty} = \frac{p}{\sigma_c} \quad (3.5)$$

Установлено, что зависимости коэффициента K_{∞} от K_f и σ_c , построенные сравнимаемыми методами, аппроксимируются степенной функцией с близкими параметрами. Отклонение средних значений коэффициента длительной прочности проб пород сравнимаемыми методами не превышает 0,02 (то есть не более 5 %), что свидетельствует об их приемлемой сходимости и допустимости использования предлагаемого метода для пород с маловыраженными реологическими свойствами. К таким породам относятся породы не ниже средней прочности (σ_c не менее 15 МПа), а также некоторые мягкие породы прочностью σ_c не менее 4-6 МПа.

На рисунке 3.21 представлена зависимость коэффициента длительной прочности K_{∞} от коэффициента хрупкости K_f (а) и предела прочности при

одноосном сжатии (б). В таблице 3.7 представлены средние значения предела длительной прочности при одноосном сжатии горных пород.

Таблица 3.7 – Средние значения предела длительной прочности при одноосном сжатии горных пород [89]

Литологический состав горной породы	Среднее значение предела длительной прочности при одноосном сжатии, МПа		Отклонение результатов, %
	Рассматриваемый метод	Метод измерения объемных деформаций	
Алевролит	19,02	18,28	4,0
Ангидрит	24,64	23,74	3,8
Аргиллит	6,47	6,18	4,5
Доломит	53,83	52,01	3,5
Доломит глинистый	126,28	124,80	1,2
Каменная соль	19,61	17,62	11,3
Каменная соль	16,82	16,17	4,0
Кембрийская глина	1,90	1,79	6,3
Мел	8,70	8,25	5,4
Мрамор	94,07	91,38	2,9
Песчаник	46,37	46,04	0,7
Песчаник	3,54	3,35	5,6

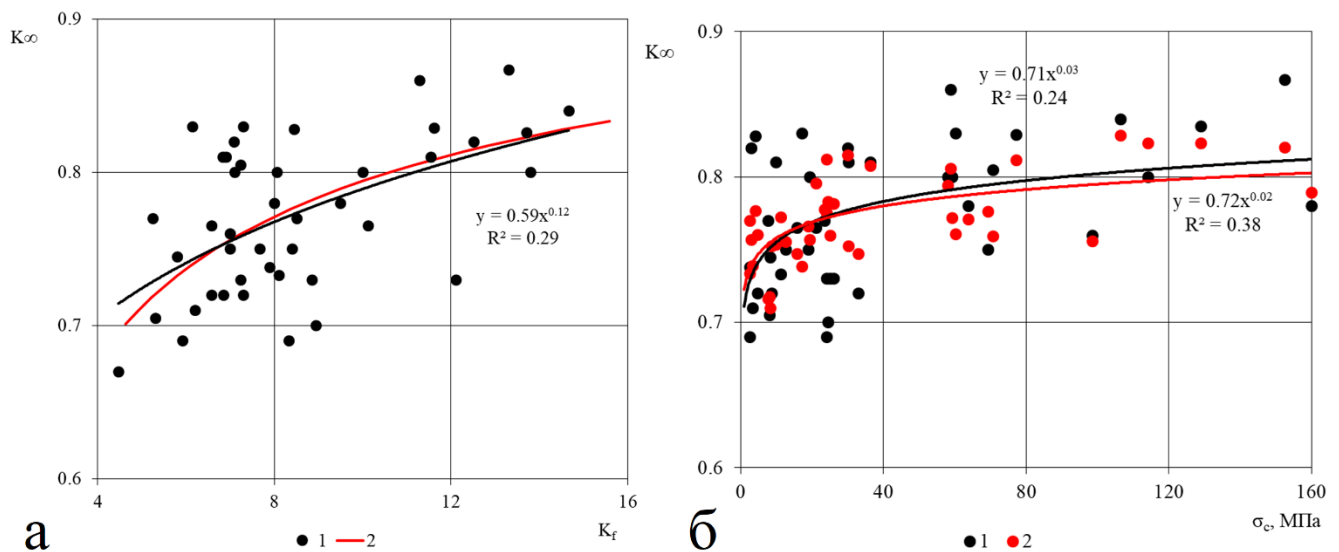


Рисунок 3.21 – Зависимость коэффициента длительной прочности K_{∞} от коэффициента хрупкости K_f (а) и предела прочности при одноосном сжатии (б): 1 – метод измерения объемных деформаций; 2 – метод сферических инденторов [89]

Известно, что в породах с хрупко-пластическим типом деформирования (например, в соляных и глинистых породах) при проведении кратковременных испытаний не в полной мере проявляются реологические свойства [2, 15, 25].

Учитывая это, для таких пород с выраженными реологическими свойствами предлагается проводить «медленные» испытания образцов сжатием сферическими инденторами со скоростью не более 0,02 кН/с, способствующей развитию зон интенсивной трещиноватости и в большей степени соответствующее длительным процессам релаксации напряжений. При этом для сокращения полного времени испытаний предлагается вначале нагружать образцы в режиме, рекомендуемом ГОСТ 21153.3 (со скоростью нагружения 0,1-0,5 кН/сек) и только при приближении к состоянию предела длительной прочности уменьшать скорость нагружения до оптимального значения [1, 102].

Установлена связь относительных показателей одноосной и объемной длительной прочности (показателей паспорта прочности) горных пород при кратковременном и длительном нагружении по данным испытаний образцов сжатием сферическими инденторами.

Основой для определения показателей длительной прочности пород в объемном напряженном состоянии по результатам испытаний образцов сжатием сферическими инденторами являются следующие известные результаты:

1. Подобие процессов накопления структурных повреждений в соляных породах при кратковременном и длительном режимах нагружения в одноосном и объемном напряженном состояниях [102].

2. Равенство соответствующих углов внутреннего трения при кратковременном и длительном испытании слабых пород при одноосных и объемных испытаниях пород [52, 102].

3. Равенство предела длительной прочности при одноосном сжатии сжимающей составляющей p предельного напряженного состояния на границе зоны интенсивной трещиноватости в образце, нагружаемом сферическими инденторами, рассмотренное ранее.

4. Существование взаимной связи между показателями прочности породы, согласно которой для построения паспорта прочности достаточно определить два его независимых параметра [65, 95].

В соответствии с этими сведениями разработан расчетный метод определения показателей длительной прочности горных пород по результатам испытаний образцов сферическими инденторами.

Предлагаемый метод реализует переход от данных испытаний монолитных образцов сжатием сферическими инденторами к показателям паспорта длительной прочности породы. Он включает следующие этапы [91]:

1. Проведение испытаний монолитного образца нагружением сферическими инденторами до его раскалывания со скоростью нагружения не более 20 Н/с и вычисление параметров прочности – растягивающей σ_t и сжимающей p составляющих величины сцепления C_0 .

2. Вычисление по результатам испытаний двух независимых показателей длительной прочности породы: предела длительной прочности при одноосном сжатии σ_∞ и угла длительного внутреннего трения при объемном сжатии φ_∞ , соответствующих параметрам прочности при кратковременных испытаниях. При этом в качестве предела длительной прочности принимается значение p , а значение угла φ_∞ вычисляется через значение его тангенса (коэффициента длительного внутреннего трения $tg \varphi_\infty$) через значение показателя хрупкости K (равного отношению p/σ_t) по формуле 3.6:

$$tg \varphi_\infty = \frac{\sqrt{K}-1}{2^{\frac{4}{\sqrt{K}}}}, \quad (3.6)$$

где $tg \varphi_\infty$ – коэффициент длительного внутреннего трения;

K – показатель хрупкости.

3. Построение на диаграмме прочности Мора в координатах «предельные касательные напряжения – нормальные напряжения» фрагмента паспорта длительной прочности, соответствующего объемному напряженному состоянию (рисунок 3.22). При этом сначала строится круг, соответствующий пределу длительной прочности при одноосном сжатии со значениями главных нормальных напряжений $(0; p)$. Затем проводится касательная к этому кругу под углом, равным φ_∞ . Касательная пересекает ось ординат τ в точке C_∞ , соответствующей

длительному сцеплению при объемном сжатии, которое вычисляется по формуле 3.7:

$$C_{\infty} = \frac{\sigma_{c\infty}}{2^4\sqrt{K}} = \frac{p}{2^4\sqrt{K}}, \quad (3.7)$$

где C_{∞} – длительное сцепление, Па;

$\sigma_{c\infty}$ – предел длительной прочности при одноосном сжатии, Па;

p – сжимающая составляющая предельного напряженного состояния, Па;

K – показатель хрупкости.

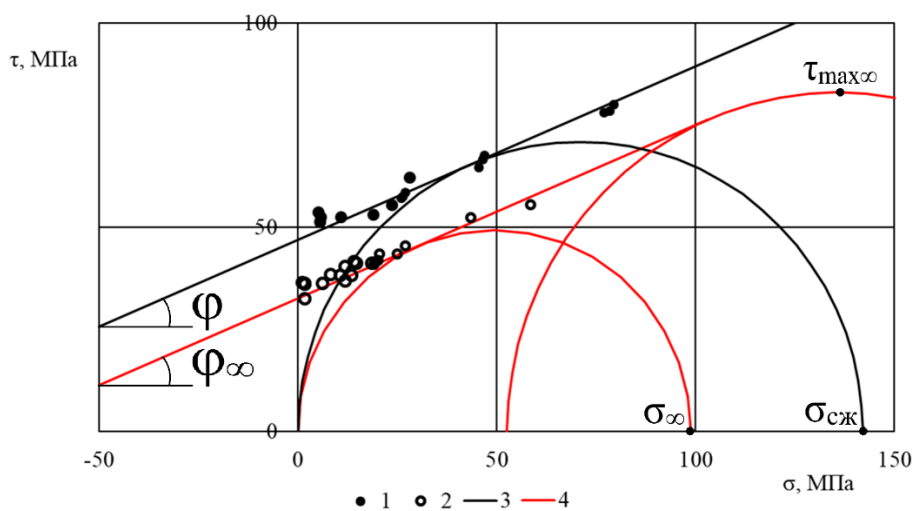


Рисунок 3.22 – Построение паспорта длительной прочности эпоксидной смолы:

1 – данные кратковременных испытаний на срез со сжатием; 2 – данные длительных испытаний в стабилometре; 3 и 4 – вспомогательные построения по данным испытаний сферическими инденторами, соответствующие кратковременным и длительным испытаниям [89]

Для определения максимального касательного напряжения при длительных испытаниях $\tau_{max\infty}$ предлагается построить круг длительной прочности, соответствующий на диаграмме Мора предельному напряженному состоянию перехода от разрушения срезом к квазипластическому поведению породы при высоких давлениях. Этот круг имеет общую точку с касательной. При этом значение $\tau_{max\infty}$ может быть также вычислено через значение максимального касательного напряжения τ_{max} с учетом значения K_{∞} , определяемого по формуле 3.5.

Для экспериментального обоснования предлагаемого расчетного метода выполнено сопоставление данных определения показателей длительной прочности

при объемном сжатии 8 проб пород и материалов, различных по литологическому составу, прочности и степени хрупкости. В результате сопоставления средних арифметических значений показателей прочности, определенных при испытаниях нагружением сферическими инденторами и на объемное сжатие, установлено, что отклонение данных определения длительной прочности сравниваемыми методами составляет около 5%, что свидетельствует о допустимости применения предлагаемого расчетного метода [91].

На рисунке 3.23 показана зависимость показателей длительной прочности при объемном сжатии от предела прочности при одноосном сжатии (а) и коэффициента хрупкости K_f (б и в).

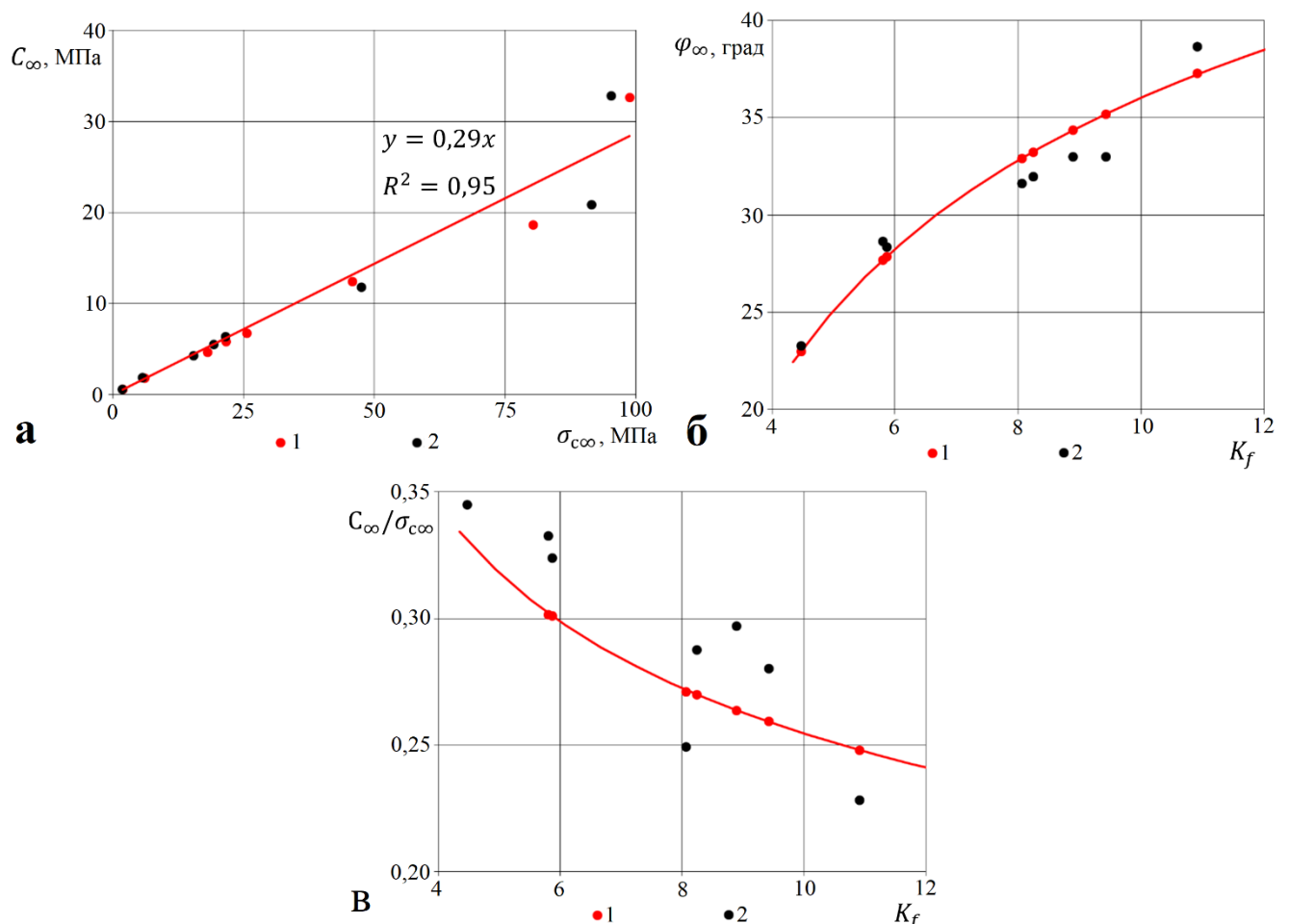


Рисунок 3.23 – Зависимость показателей длительной прочности при объемном сжатии от предела прочности при одноосном сжатии (а) и коэффициента хрупкости K_f (б и в): 1 – метод измерения объемных деформаций; 2 – метод сферических инденторов [89]

Показатели C_{∞} и φ_{∞} являются комплексной характеристикой прочности породы для заданных интервалов предельных напряжений на диаграмме Мора и поэтому их принято рассматривать совместно. В то же время на основании анализа взаимных связей между показателями прочности породы, полученными по результатам испытания образцов сферическими инденторами, установлено существование устойчивых связей показателей объемной прочности C_{∞} и φ_{∞} с абсолютными и относительными показателями прочности – с σ_c и K_f .

Установлено, что прочность и хрупкость пород оказывают в различной мере влияние на показатели длительной прочности C_{∞} и φ_{∞} . В частности, при длительном нагружении абсолютная величина сцепления C_{∞} определяется прочностью породы σ_c , в то время как угол внутреннего трения φ_{∞} и безразмерная величина сцепления $C_{\infty}/\sigma_{c\infty}$ определяются её хрупкостью K_f . В то же время устойчивой связи угла длительного внутреннего трения φ_{∞} и безразмерной величины длительного сцепления $C_{\infty}/\sigma_{c\infty}$ от прочности не наблюдается [91].

3.5 Результаты определения фильтрационных свойств при трехосном сжатии

С целью определения влияния различного НДС на проницаемость пород были проведены фильтрационные эксперименты. Испытание проводилось на терригенных образцах пород-коллекторов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

В таблице 3.8 приведены значения прочностных и упругих показателей керна по результатам одноосного сжатия образцов, полностью насыщенных водой.

Таблица 3.8 – Исходные параметры образцов керна для проведения фильтрационного эксперимента (по данным автора)

№ образца	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %	Предел прочности при одноосном сжатии, МПа	Модуль упругости, ГПа	Коэффициент Пуассона
1	6,71	3,00	17	28,08	8,02	0,16
2	4,96	2,95	10,3	27,16	8,08	0,17

При проведении фильтрации использовалась слабоминерализованная вода. Образец №1 испытывался при давлении обжима 40 МПа, образец №2 при давлении 50 МПа. На рисунке 3.24 показаны зависимости коэффициента относительного

изменения проницаемости k/k_0 от осевой нагрузки на образец при объемном сжатии.

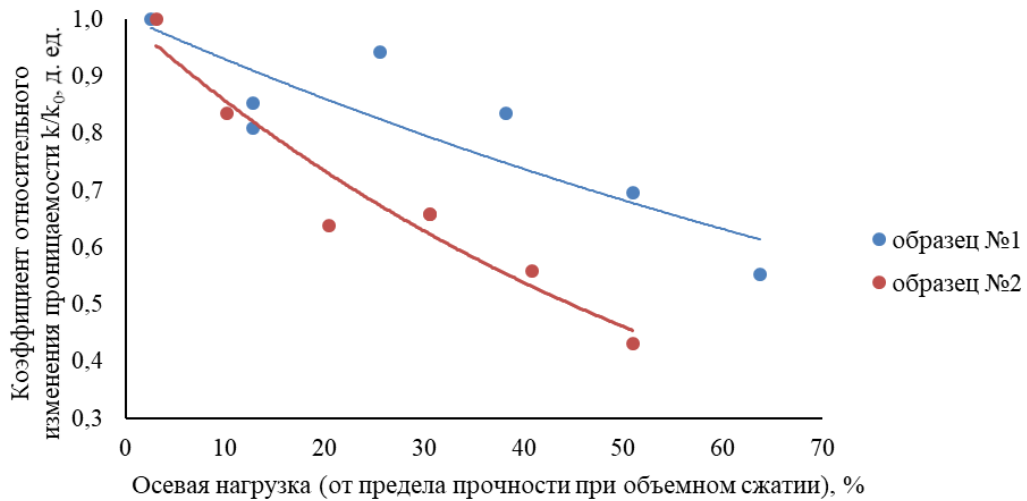


Рисунок 3.24 – Зависимость коэффициента относительного изменения проницаемости k/k_0 от осевой нагрузки на образец при объемном сжатии (составлено автором)

На рисунках 3.25-3.26 представлены зависимости коэффициента относительного изменения проницаемости k/k_0 от эффективного давления.

Для образца №1 при увеличении осевого нагружения на 60% от значения предела прочности при объемном сжатии уменьшение проницаемости составило 45%, для образца №2 увеличение осевого нагружения до 50% от предела прочности привело к снижению проницаемости на 60% [47, 50].

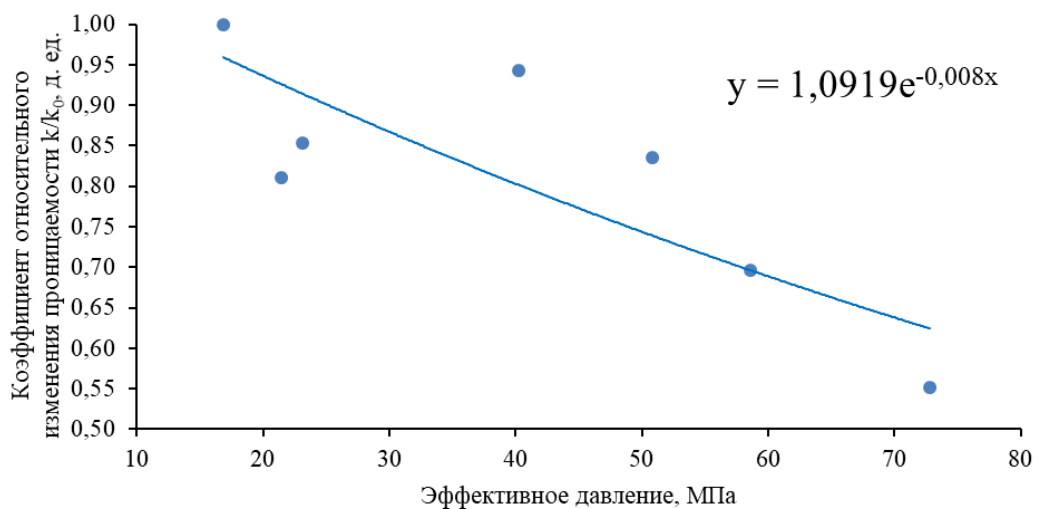


Рисунок 3.25 – Зависимость коэффициента относительного изменения проницаемости k/k_0 от эффективного давления для образца №1 (составлено автором)

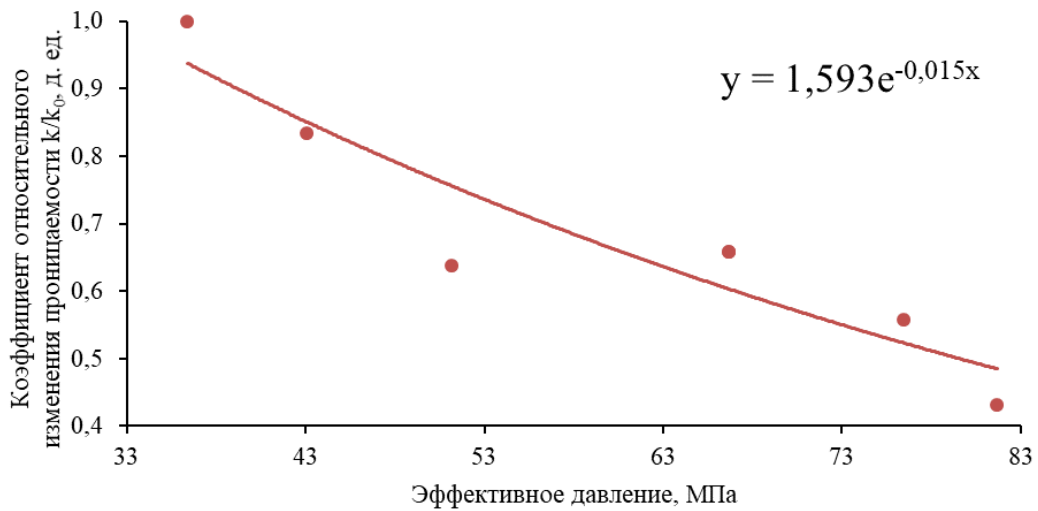


Рисунок 3.26 – Зависимость коэффициента относительного изменения проницаемости k/k_0 от эффективного давления для образца №2 (составлено автором)

После определения параметров фильтрации на установленных методикой ступенях для образца №2 была снижена осевая нагрузка (обратный ход) с целью определения проницаемости при снижении давления на образец после реализации 50%-ого нагружения от предела прочности при объемном сжатии (рисунок 3.27). Разгрузка образца выполнялась ступенчато и идентично проведению эксперимента при нагружении. При снятии нагрузки проницаемость не восстанавливалась, что свидетельствует об отсутствии упругого восстановления порового пространства для изучаемых типов пород-коллекторов.

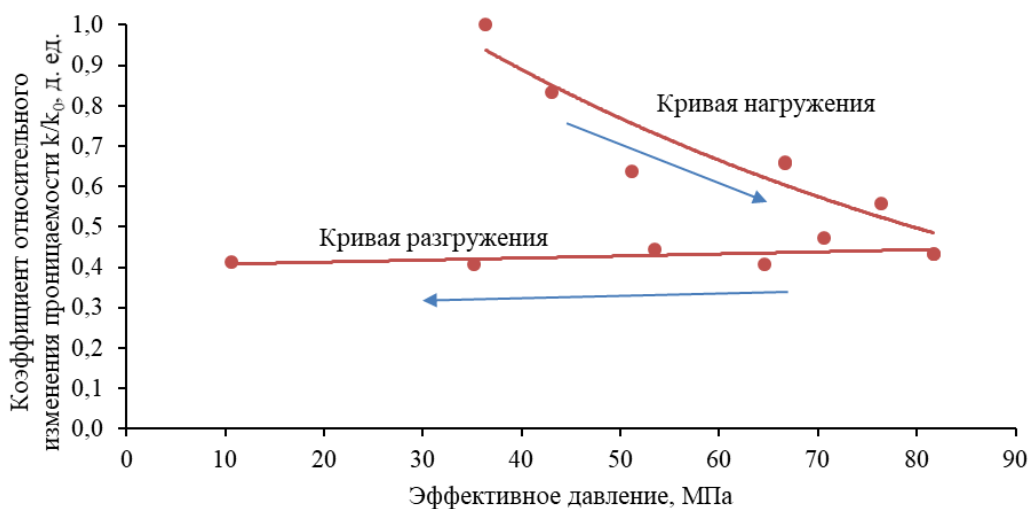


Рисунок 3.27 – Зависимость коэффициента относительного изменения проницаемости k/k_0 от эффективного давления образца №2 (составлено автором)

По результатам определений предела прочности водонасыщенных образцов при объемном сжатии был построен паспорт прочности (рисунок 3.28).

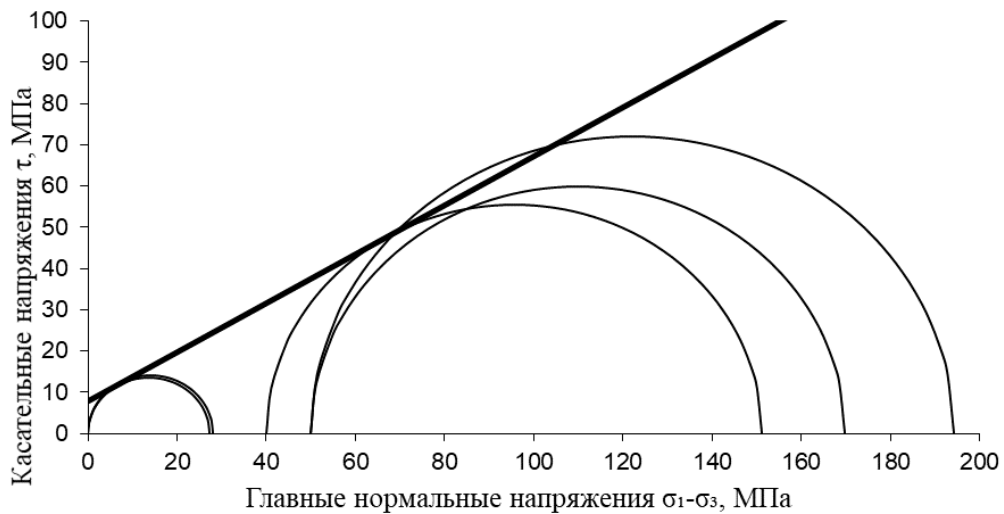


Рисунок 3.28 – Паспорт прочности водонасыщенного песчаника
(составлено автором)

Угол внутреннего трения составляет 31° , что на 4° выше в сравнении с результатом, полученным с использованием метода сжатия сферическими инденторами (см. рисунок 3.17). Значение сцепления составило 7,86 МПа, что в два раза больше значения сцепления для водонасыщенного песчаника.

При сравнении результатов построения паспортов прочности (см. рисунки 3.19 и 3.28) необходимо отметить, что проведение полноценного комплекса испытаний позволит установить прочностные характеристики с большей точностью.

3.6 Результаты моделирования процессов структурных изменений образцов горных пород при термобарических условиях больших глубин

Лабораторные исследования проводились на образцах трех типов:

- первый тип – образцы пород с поровым типом пустот (рисунок 3.29, а), без какого-либо дополнительного внешнего механического воздействия;
- второй тип – образцы пород с поровым типом пустот и наличием природной или искусственно созданной микро- и макротрещиноватости (рисунок 3.29, б), образующейся за счет пластических деформаций при формировании антиклинальной складчатой структуры пласта;

– третий тип – образцы пород с наличием как одиночных, так и систем дизъюнктивных нарушений, расположенных под различными углами к образующей образца (рисунок 3.29, в, г), моделирующие наличие тектонических разрывных нарушений в пласте пород.

В рамках лабораторных исследований испытывались песчаники, отобранные с глубин 3,5-4 км месторождения углеводородов. Исследования проводились с моделированием пластовых условий – температуры (100 °С), горного (55 МПа) и пластового давлений (до 30 МПа). При достижении пластовых условий образец выдерживался в течение некоторого времени до стабилизации показаний деформационных датчиков. На протяжении всего процесса испытания образца заданные условия давлений и температуры поддерживались постоянными. Таким образом лабораторное моделирование условий залегания исследуемых пород было максимально приближено к реальным условиям горного массива.

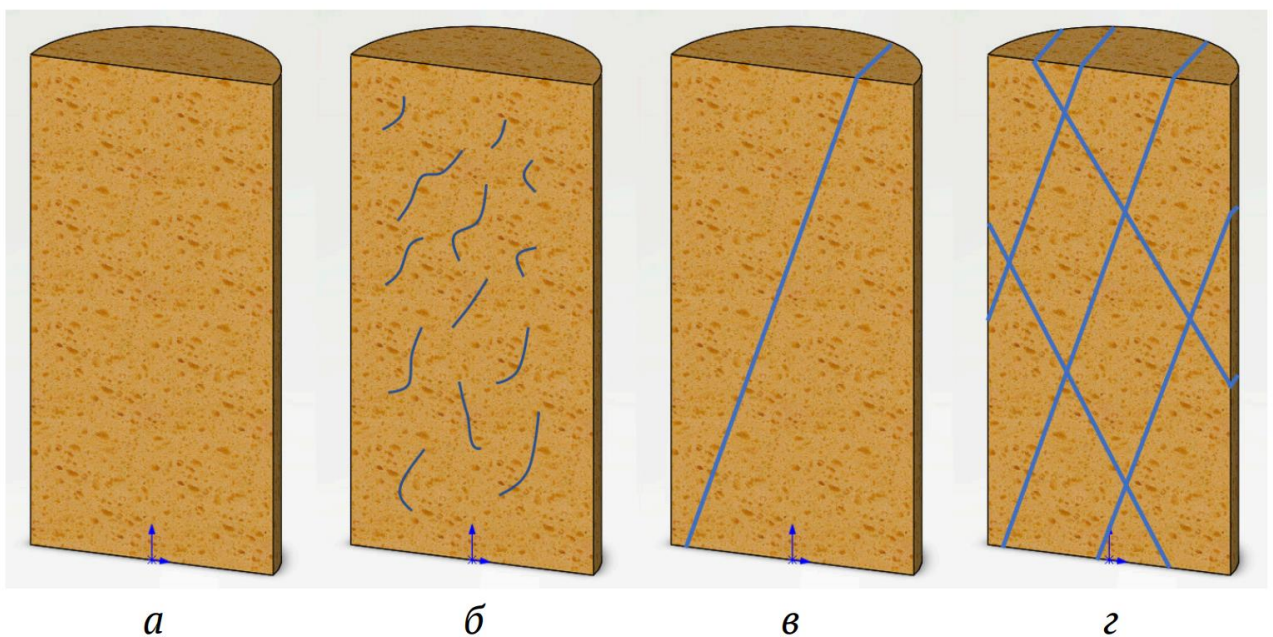


Рисунок 3.29 – Типы лабораторных образцов для проведения исследований:

а – первый тип; б – второй тип; в, г – третий тип [35]

Результаты проведенных испытаний показали, что образцы одного и того же литотипа пород, отобранные примерно с одинаковых глубин залегания, обладают различными свойствами.

На рисунке 3.30 (а) представлена принципиальная схема проведения эксперимента: 1 – образец; 2 – верхняя торцевая накладка; 3 – нижняя торцевая

накладка; 4 – боковая гидроизоляционная оболочка образца; 5 – канал в верхней торцевой накладке для подачи воды на торец образца; 6 – канал в нижней торцевой накладке для оттока воды, профильтровавшейся через образец; F – дифференциальная осевая нагрузка на образец; σ_b – боковое давление на образец; P_1, P_2 – поровое давление жидкости на входе и выходе из образца. На рисунке 3.30 (б) продемонстрирован внешний вид образца, подготовленного к испытаниям в камере трехосного сжатия с установленными датчиками акустической эмиссии.

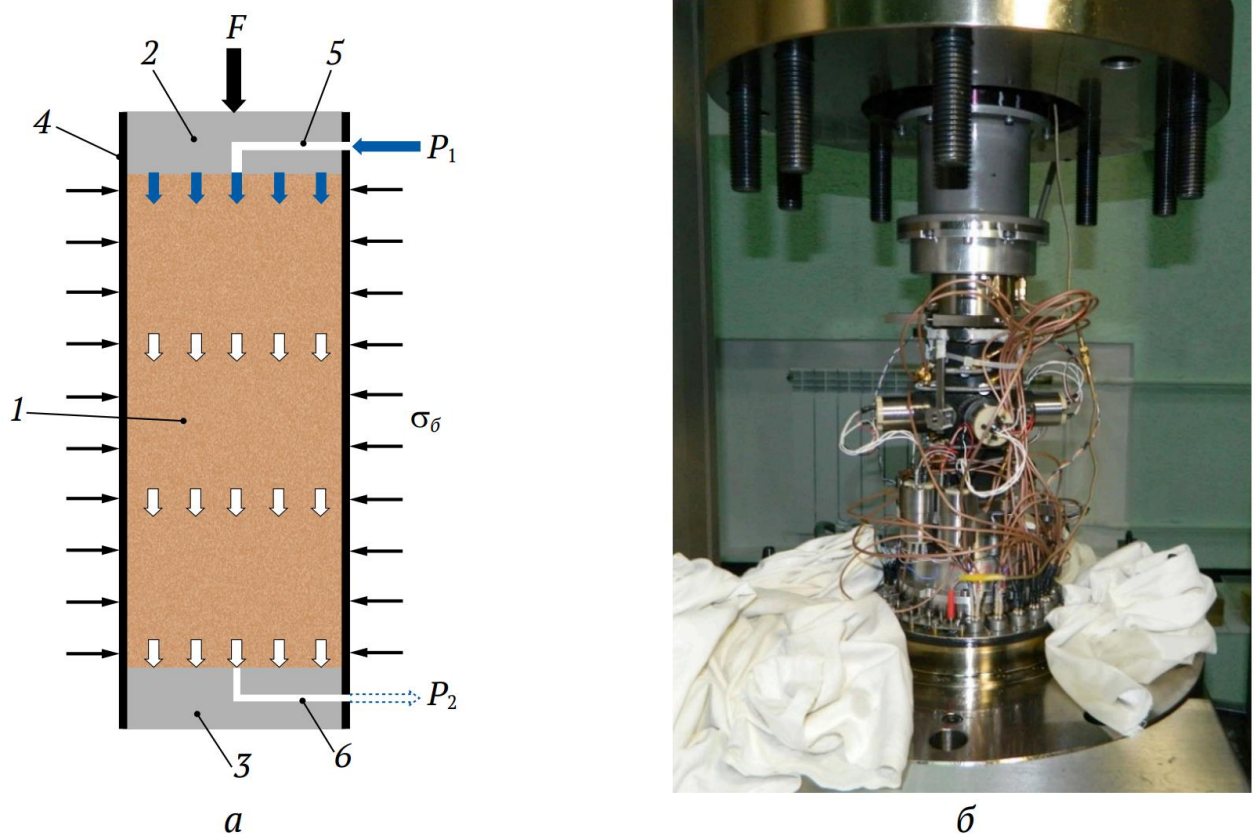
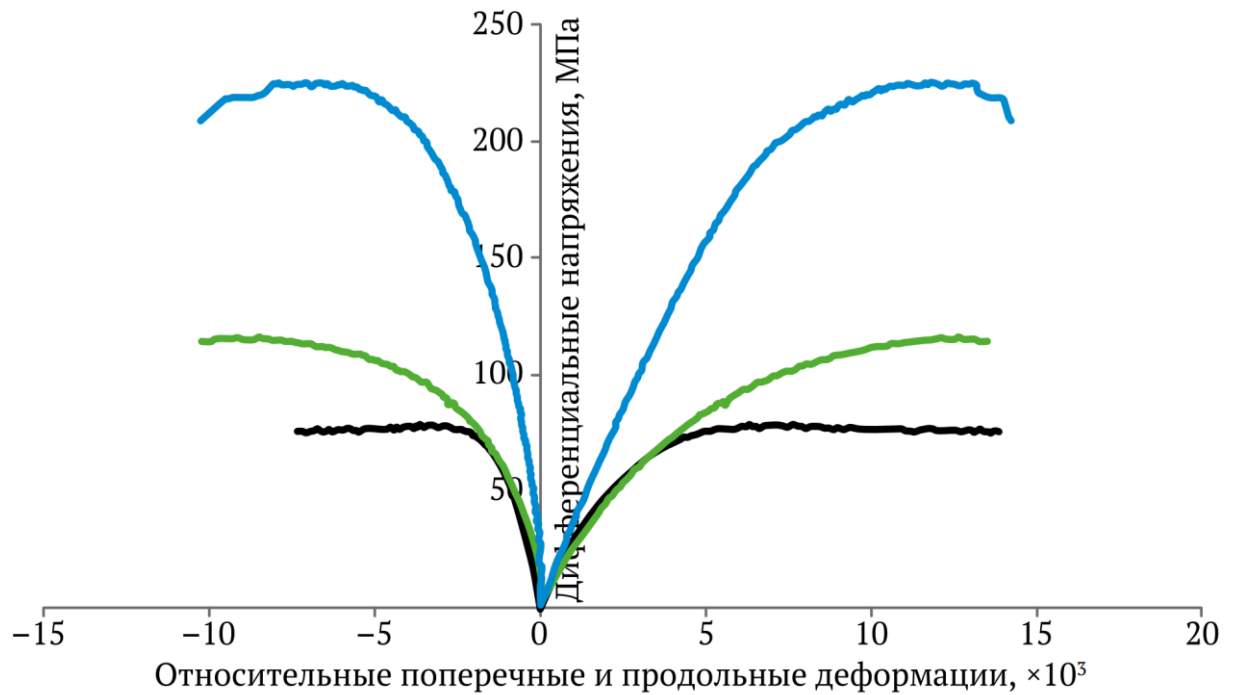


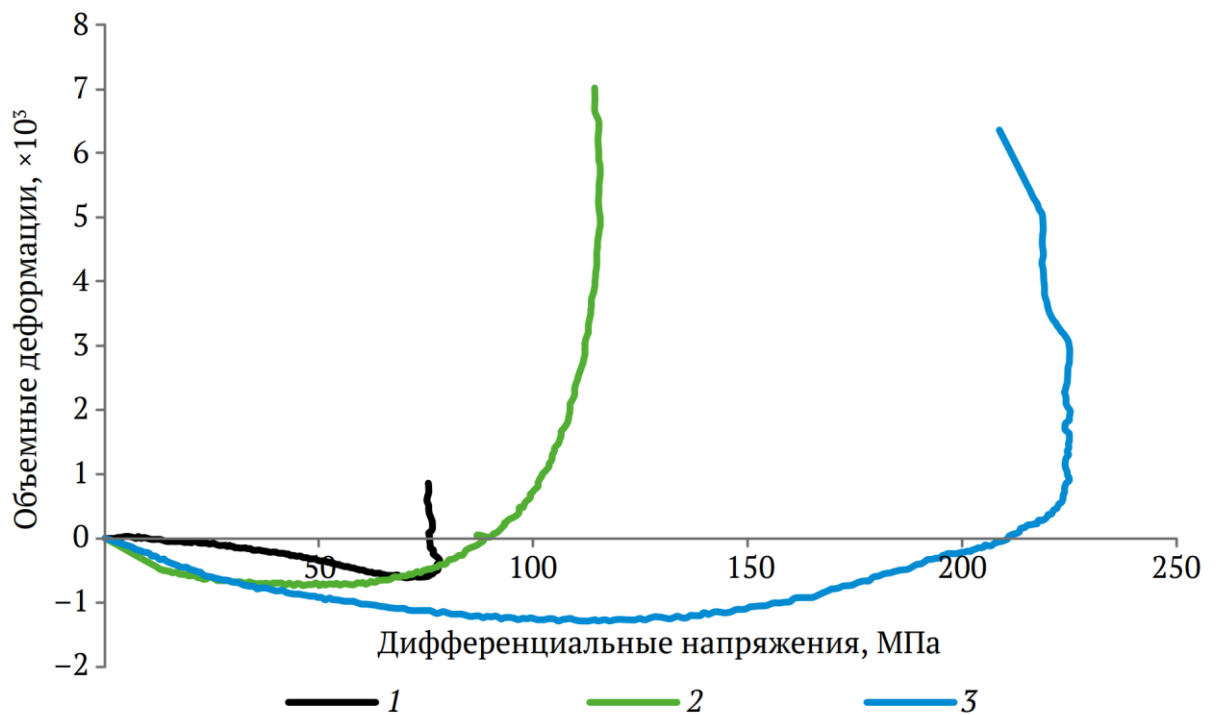
Рисунок 3.30 – Принципиальная схема проведения эксперимента (а) и образец, подготовленный к испытаниям в камере трехосного сжатия (б), с установленными датчиками акустической эмиссии [35]

На рисунке 3.31 (а) приведены зависимости относительных продольных и поперечных деформаций от дифференциального напряжения при испытании данных групп образцов песчаника в условиях объемного сжатия. Наиболее высокими прочностными свойствами и наиболее высокими значениями скоростей прохождения ультразвуковых волн обладает группа 3. Несмотря на практически идентичные условия испытаний для каждой группы образцов был получен разброс

значений прочности от 75 до 220 МПа, что позволяет сделать вывод о существенном различии во внутреннем строении образцов.



a



б

Рисунок 3.31 – Графики зависимостей изменения относительных продольных и поперечных деформаций (а) объемных деформаций (б) от величины дифференциального напряжения при испытании образцов на объемное сжатие:

1, 2, 3 – группы образцов песчаника [35]

Для образцов группы 1, обладающих самой низкой прочностью, наблюдается изменение объема в отрицательной области как на стадии деформирования до предела прочности, так и на начальной стадии деформирования за пределом прочности породы (рисунок 3.31, б). Это объясняется процессами уплотнения и пластического течения, закрытием порового пространства без разрушения скелета породы.

Для образцов групп 2 и 3 характерен переход из отрицательной к положительной области изменения объема до начала разрушения. Тем не менее у образцов 2-ой группы плавное приращение скорости объемных деформации наблюдается на всем интервале нагружения, в то время как у образцов группы 3 интенсивность при приближении к пределу прочности возрастает и сопровождается резким скачком значений объемных деформаций при разрушении. Отсюда можно сделать вывод о структурных отличиях испытанных групп образцов связанных не со слагающими их минералами, а с условиями формирования пласта пород. Предполагается, что образцы группы 3 обладали более однородной структурой, процесс деформирования которой развивался в основном за счет превышения возникающих напряжений в теле образца над силами внутренней связи частиц, а для группы 1 и 2 более характерны деформации за счет внутренних дефектов (слоистости, трещин, пустот и пр.) [35].

Увеличение бокового давления при создании пластовых условий сопровождалось измерением скоростей ультразвуковых колебаний. В результате определения акустических свойств был сделан вывод о том, что изменение бокового давления в интервале от 0 до 55 МПа не приводит к значительному изменению скоростей прохождения ультразвуковых колебаний через образец (от 1 до 10%). Полученные результаты могут быть использованы с целью повышения качества интерпретации результатов геофизических исследований при работе с массивами больших геометрических размеров [35].

3.7 Выводы по Главе 3

В ходе проведенных лабораторных испытаний установлен характер влияния жидкости насыщения на прочностные и деформационные характеристики горных

пород при одноосном сжатии. Увеличение содержания воды и соответствующее ему снижение содержания керосина в образцах керна приводит к снижению предела прочности и модуля упругости породы.

Значения предела прочности и модуля упругости пород, насыщенных керосином, снижаются примерно на 20%, по сравнению со значениями предела прочности и модуля упругости для сухих пород. Значения предела прочности полностью водонасыщенных образцов горных пород снижаются на 20-35% по сравнению с аналогичными показателями для сухих пород и на 5-15% по сравнению с показателями пород, полностью насыщенных керосином (рисунок 3.4). Снижение значений модуля упругости полностью водонасыщенных образцов горных пород может достигать 40% относительно модуля упругости сухих пород и 25% относительно модуля упругости полностью насыщенных керосином пород (рисунок 3.5).

Получена экспериментальная зависимость модуля упругости испытанных терригенных пород-коллекторов порового типа от насыщенности водой (формула 3.1). Однозначной зависимости между коэффициентом Пуассона и насыщенностью керосином и водой установить не удалось.

Установлено влияние поверхностно-активных веществ на физико-механические и деформационные свойства пород при одноосном сжатии. Насыщение раствором ПАВ привело к снижению предела прочности и модуля упругости на 20% относительно предела прочности и модуля упругости водонасыщенных образцов.

Проведены фильтрационные исследования образцов терригенных пород-коллекторов порового типа при трехосном напряженном состоянии при различной величине осевого нагружения. Установлены зависимости изменения проницаемости $\frac{k}{k_0}$ от величины нагрузки на образец (эффективного давления). По результатам проведенных исследований было установлено снижение проницаемости в два раза при увеличении осевой нагрузки на образец до 50-60% от предела прочности при трехосном напряженном состоянии. При снижении осевой нагрузки с 50-60% от предела прочности до полной разгрузки образца

проницаемость не восстанавливалась, что свидетельствовало об отсутствии упругого восстановления порового пространства.

Выполнено обоснование использования традиционного подхода к определению длительной прочности пород с учетом влияния структурных изменений в деформируемой породе применительно к испытаниям образцов сферическими инденторами. Разработан ускоренный метод определения предела длительной прочности при одноосном сжатии, основанный на измерении предельных напряжений в образце на границе зоны интенсивной трещиноватости вблизи контактов со сферическими инденторами. Разработан расчетный метод определения показателей длительной прочности пород при объемном сжатии нагружением образцов сферическими инденторами, основанный на подобии процессов структурных изменений при кратковременном и длительном режимах нагружения в различных напряженных состояниях. Установлено, что прочность и хрупкость пород оказывают в различной мере влияние на показатели длительной прочности. Предложены зависимости для вычисления показателей паспорта длительной прочности при объемном сжатии от прочности и хрупкости. Предлагаемые методы обладают широким диапазоном применения от слабых песчано-глинистых до крепких хрупких горных пород. Они доступны к применению в полевых условиях на образцах неправильной формы.

Полученные результаты лабораторных исследований свидетельствуют об изменении свойств горных пород в процессе разработки пласта при изменении вида насыщающих породу-коллектор жидкостей и при изменении напряженно-деформированного состояния. Изменения свойств породы-коллектора необходимо учитывать при проектировании разработки месторождений нефти и при проведении мероприятий по интенсификации притока.

ГЛАВА 4 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ

4.1 Расчет относительного изменения проницаемости

Исходные данные для расчета: уравнение зависимости изменения модуля упругости E от насыщенности породы S_B , коэффициент пористости m , начальное пластовое давление (равно гидростатическому для рассчитываемой глубины залегания пласта), снижение пластового давления Δp , коэффициент Пуассона, коэффициент сжимаемости принимается равным $\beta_1 = 5,96 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}$.

Модуль объемной упругости K определяется по известным значениям модуля упругости E и коэффициента Пуассона ν при заданном значении S_B по формуле 4.1:

$$K = \frac{E}{3(1 - 2\nu)} \quad (4.1)$$

По значению коэффициента цементированности $\varepsilon = \beta_1 K$ выбирается табличное значение коэффициента n (коэффициент Био) [77], характеризующего величину внутреннего давления, идущего на разгрузку внешнего давления.

Коэффициент B определяется по формуле 4.2:

$$B = \frac{1+\nu}{3\nu K} \quad (4.2)$$

Деформация при одноосном сжатии в условиях дренирования определяется по формуле 4.3:

$$e = \frac{B}{1-m_0} p_{эф}, \quad (4.3)$$

где $p_{эф}$ – эффективное давление, Па;

m_0 – начальная пористость, д.ед.

Эффективное давление определяется по формуле 4.4:

$$p_{эф} = p_{вн} - n p_{пл}, \quad (4.4)$$

где $p_{вн}$ – внешнее давление вышележащих пород, Па;

$p_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Приращение пористости Δm определяется по формуле 4.5:

$$\Delta m = (1 - m_0)(1 - \beta_1 K)(\Delta e + \beta_1 \Delta p) \quad (4.5)$$

Коэффициент сжимаемости скелета, сжимаемости среды и сжимаемости пор породы находятся по формулам 4.6-4.8 [28, 77]:

$$\beta_{ТВ} = \frac{\Delta e}{\Delta p_{эф}}; \quad (4.6)$$

$$\beta_C = \frac{\Delta m}{\Delta p_{эф}}; \quad (4.7)$$

$$\beta_{П} = \frac{\beta_C}{m_0}, \quad (4.8)$$

где $\beta_{ТВ}$ – сжимаемость скелета породы, Па^{-1} ;

β_C – сжимаемость среды, Па^{-1} ;

$\beta_{П}$ – сжимаемость пор, Па^{-1} ;

$\Delta p_{эф}$ – эффективное давление, Па .

Влияние эффективного давления на изменение пористости пород описывается экспоненциальной зависимостью 4.9 [77]:

$$m = m_0 \exp[-\beta_{П}(p_{эф} - p_{эф0})], \quad (4.9)$$

где m_0 – коэффициент пористости при начальном эффективном давлении $p_{эф0}$;

m – коэффициент пористости при давлении $p_{эф}$.

Расчет проницаемости производится как функция пористой среды по формуле 4.10:

$$k = k_0 \left(\frac{m}{m_0}\right)^{a_k/a_m}, \quad (4.10)$$

где $a_k/a_m \approx 10$ для песчаных пород;

k – проницаемость при эффективном давлении, м^2 ;

m – пористость при эффективном давлении, д. ед.;

a_k, a_m – коэффициенты изменения проницаемости и сжимаемости пор соответственно, Па^{-1} .

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 4.1. Зависимость модуля упругости от насыщенности определяется по уравнению 3.1; пластовое давление Δp снижается следующим образом: 0; 3,75; 7,5; 11,25; 15 МПа. Все параметры рассчитываются для разного уровня насыщенности и соответствующего изменения пластового давления.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчетов (по данным автора)

Наименование	Обозначение	Значение	Размерность
Коэффициент Пуассона	ν	0,2	-
Пористость	m_0	0,17/0,1	д.ед.
Глубина залегания	h	1800/2200	м
Средняя плотность пород	ρ	2340	кг/м ³
Горное давление	$p_{вн}$	41,3/50,5	МПа
Пластовое давление	$p_{пл}$	17,66/21,58	МПа
Коэффициент сжимаемости	β_1	5,96	10 ⁻⁵ МПа ⁻¹
Коэффициент Био	α	0,85	-
Проницаемость	k	100	10 ⁻¹⁵ м ²

На рисунках 4.1 и 4.3 показаны зависимости изменения деформаций породы-коллектора от насыщенности и эффективного давления для образцов №1 и 2. При увеличении водонасыщенности наблюдается рост деформаций в виду увеличения пластичности породы. С увеличением обводненности пласта предел прочности пород также будет снижаться.

На рисунках 4.2 и 4.4 представлены графики зависимости коэффициента относительного изменения проницаемости k/k_0 от насыщенности и эффективного давления для образцов №1 и 2. По графикам видно, что для пород с меньшей пористостью проницаемость снижается сильнее.

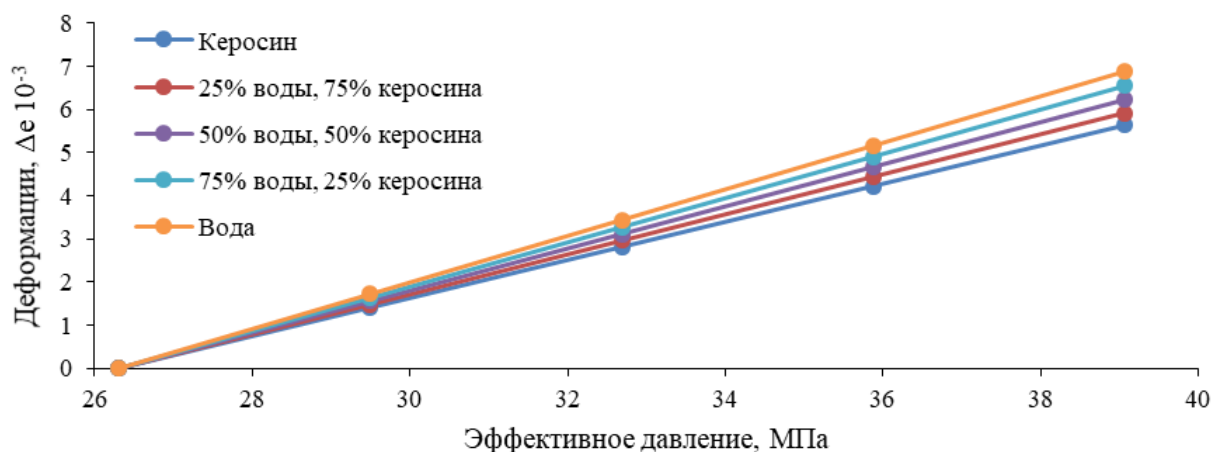


Рисунок 4.1 – Зависимость изменения деформаций породы-коллектора от эффективного давления при различной насыщенности образца 1 (составлено автором)

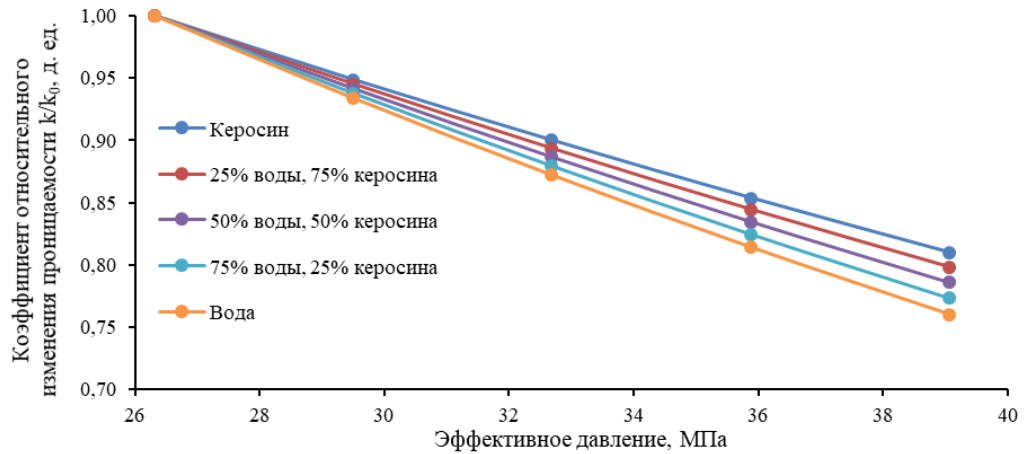


Рисунок 4.2 – Зависимость коэффициента относительного изменения проницаемости k/k_0 от эффективного давления при различной насыщенности образца 1 (составлено автором)

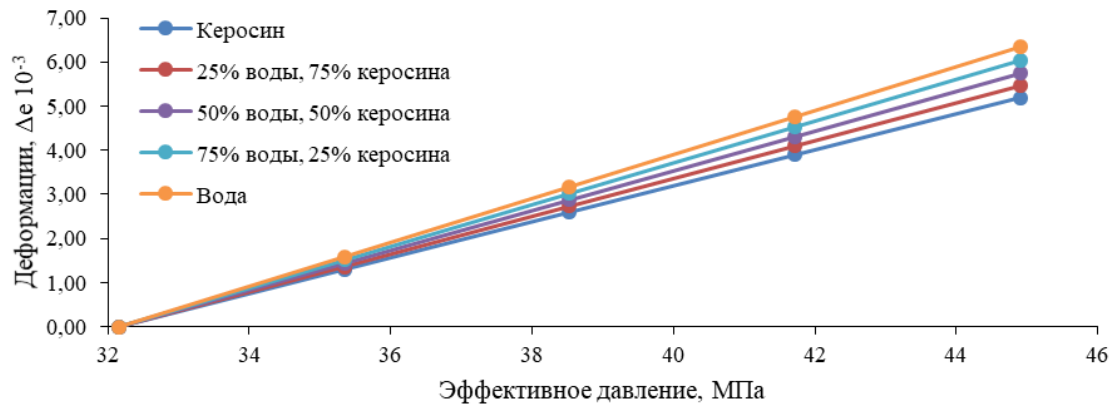


Рисунок 4.3 – Зависимость изменения деформаций породы-коллектора от эффективного давления при различной насыщенности образца 2 (составлено автором)

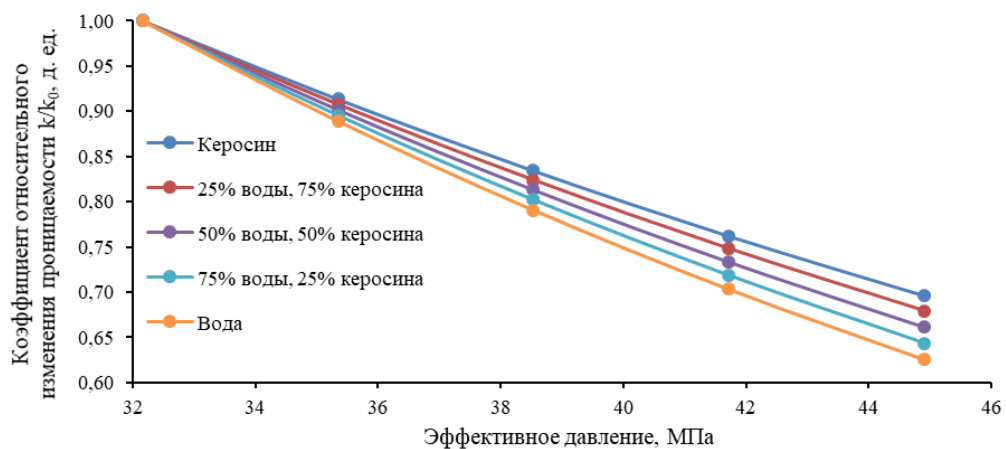


Рисунок 4.4 – Зависимость коэффициента относительного изменения проницаемости k/k_0 от эффективного давления при различной насыщенности образца 2 (составлено автором)

Таким образом имея сведения о модуле упругости и коэффициенте Пуассона можно расчетным методом определить, как будет изменяться проницаемость, в качестве дополнения к приведению эксперимента. Об этом свидетельствует сходимость значений относительного изменения проницаемости k/k_0 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 (формула 3.1) [46, 51].

4.2 Расчет распределения давления

Исходные данные для расчетов относительных фазовых проницаемостей, распределения фронта вытеснения и основных показателей разработки представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Исходные данные для расчетов (по данным автора)

Наименование	Обозначение	Значение	Размерность
Проницаемость	k	100	10^{-15} м^2
Вязкость нефти	μ_H	2,5	мПа
Вязкость воды	μ_B	1,004	мПа
Пористость	$m_{\text{пор}}$	0,17	д.ед.
Коэффициент сжимаемости скелета	β_c	5,96	10^{-5} МПа^{-1}
Остаточная нефтенасыщенность	S_{OH}	0,30	-
Насыщенность связной водой	S_{BC}	0,20	-
Конечное значение относительной нефтепроницаемости	$(k_{OH})_{swir}$	1	-
Конечное значение относительной водопроницаемости	$(k_{OB})_{S_{OH}}$	0,30	-
Экспоненциальное значение относительной нефтепроницаемости	EXO, EXW	2	-
Дебит	Q	89,65	$\text{м}^3/\text{сут}$
Эффективная толщина пласта	$h_{\text{эф}}$	10	м
Радиус контура питания	R_K	300	м
Радиус скважины	r_c	0,09	м

Оценка изменения дебитов с учетом НДС производилась для условий упруговодонапорной эксплуатации залежи, что позволило сделать вывод о необходимости корректировки и оценки изменений упругоёмкости пласта. Для расчетов изменения дебитов с учетом различных видов поддержания пластового

давления необходимо выполнять дополнительные исследования и определять эмпирические коэффициенты.

Расчет основных параметров (дебита, проницаемости, депрессии) выполняется по закону фильтрации Дарси по формуле 4.11 [32]:

$$k = \frac{\mu \cdot L \cdot Q}{S \cdot \Delta P}, \quad (4.11)$$

где k – коэффициент проницаемости керна, м²;

μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с;

L – длина керна, м;

Q – заданный расход жидкости через керн, м³/с;

S – площадь поперечного сечения образца керна, м²;

ΔP – перепад давления на концах образца керна при заданном расходе, Па.

Для оценки условного контура питания ($R_{усл}$) с учетом изменения ФМС пород-коллекторов можно использовать формулу 4.12 [12]:

$$R_{усл} = r_c + \sqrt{\pi \cdot \chi \cdot T_{скв}}, \quad (4.12)$$

где r_c – радиус скважины, м;

χ – пьезопроводность пласта, м²/с;

$T_{скв}$ – продолжительность работы скважины с учетом стадии разработки и комплекса проводимых мероприятий на ПЗП скважины, с.

Выражение для дебита одиночной скважины в дифференциальной форме определяется по формуле 4.13 [8-10]:

$$Q = \frac{2\pi k h_{эф} dP}{\mu dr} \quad (4.13)$$

Механический скин-фактор (S_r) определяется по результатам исследований на установившихся режимах фильтрации по формуле 4.14:

$$S_r = \ln \frac{r_c}{R_{усл}}, \quad (4.14)$$

где r_c – радиус реальной скважины по долоту в интервале вскрытия пласта, м;

$R_{усл}$ – условный контур питания, модельный радиус с учетом изменения ФМС горных пород, при котором его расчетная продуктивность совпадает с продуктивностью реальной скважины при прочих равных условиях, м.

С учетом преобразования формул 4.13-4.14, получаем выражение 4.15, по которому можем оценить изменение дебита Q :

$$Q = \frac{2\pi kh_{\text{эф}}}{\mu} \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_{\text{усл}}}{r_c} + S_r} \quad (4.15)$$

1. Определение относительных фазовых проницаемостей и характера распределения насыщенности по пласту с помощью функции Бакли - Леверетта

При расчете коэффициентов проницаемости песчаника использовались выражения 4.16-4.17 [105]:

$$k_{OB} = (k_{OB})_{S_{OH}} \left(\frac{\bar{S}_B - S_{BC}}{1 - S_{OH} - S_{BC}} \right)^{EXO}; \quad (4.16)$$

$$k_{OH} = (k_{OH})_{Swir} \left(\frac{1 - S_{OH} - \bar{S}_B}{1 - S_{OH} - S_{BC}} \right)^{EXW}, \quad (4.17)$$

где $(k_{OB})_{S_{OH}}$ – конечное значение относительной водопроницаемости, $(k_{OB})_{S_{OH}} = 0,3$, д. ед.;

\bar{S}_B – текущее значение водонасыщенности, д. ед.;

S_{OH} – остаточная нефтенасыщенность, д. ед. (принято значение $S_{OH} = 0,3$);

S_{BC} – насыщенность связанной водой, д. ед. (принято значение $S_{BC} = 0,2$);

EXO – экспоненциальное значение относительной проницаемости по нефти ($EXO = 2$);

$(k_{OH})_{Swir}$ – конечное значение относительной проницаемости по нефти, $(k_{OH})_{Swir} = 1,0$, д. ед.;

EXW – экспоненциальное значение относительной водопроницаемости ($EXW = 2$).

Результаты расчетов относительных фазовых проницаемостей представлены на рисунке 4.5. Относительная проницаемость нефти и воды является важным параметром, характеризующим процессы фильтрации флюидов в пластах. Анализ кривых относительных фазовых проницаемостей важен для прогнозирования и оценки добычи нефти. Подобным анализом занимаются как отечественные [78], так и зарубежные ученые [137]. В работе [78] отмечается, что с увеличением скорости фильтрации значение остаточной нефти снижается, а точка пересечения

зависимостей смещается в сторону более низких значений водонасыщенности и более высоких значений проницаемости.

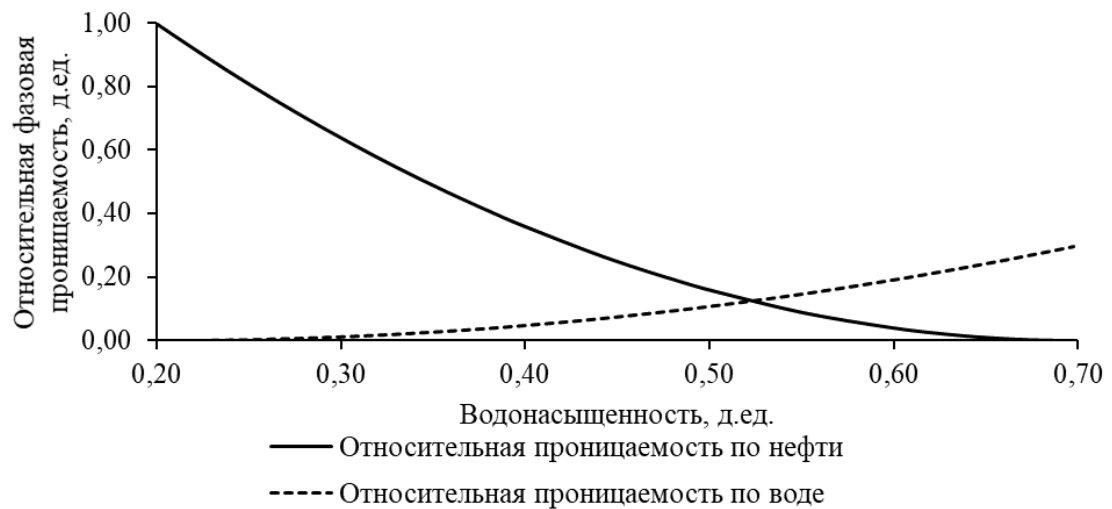


Рисунок 4.5 – График зависимости относительной фазовой проницаемости от водонасыщенности (составлено автором)

В статье [137] проведены фильтрационные эксперименты на низкопроницаемых образцах песчаника и выполнен анализ полученных результатов. Среди полученных результатов отмечается, что при увеличении давления вытеснения увеличивается относительная проницаемость нефти и воды, снижается остаточная нефтенасыщенность.

Дебит добывающей скважины был определен по формуле 4.18:

$$Q = 2\pi k \left(\frac{k_{OH}}{\mu_H} + \frac{k_{OB}}{\mu_B} \right) h_{эф} \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_K}{r_c} + S}, \quad (4.18)$$

где k_{OH} и k_{OB} выбраны для водонасыщенности 62%;

S – скин-фактор, принят равным 0.

Остальные значения выбраны по таблице 4.2.

После расчета относительных фазовых проницаемостей по формуле 4.16 и 4.17 находим изменение доли воды в двухфазном потоке (формула 4.19):

$$f(S_i) = \frac{k_{OB}}{k_{OB} + \frac{\mu_B}{\mu_H} k_{OH}} \quad (4.19)$$

На рисунке 4.6 представлено распределение изменения доли воды в многофазном потоке. Для определения насыщенности при фронтальном

вытеснении была проведена касательная к кривой обводненности. Насыщенность на фронте вытеснения $S_{ВФВ}$ составила 58%.

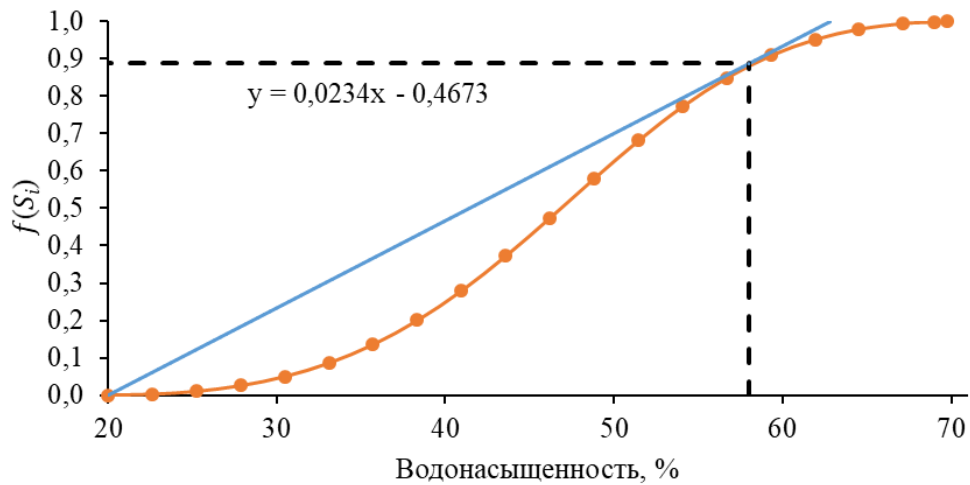


Рисунок 4.6 – Кривая зависимости обводненности от водонасыщенности (составлено автором)

Далее функция $f(S_i)$ дифференцируется (рисунок 4.7). Находим $f'(S_i)$ по формуле 4.20:

$$f'(S_B) = \frac{dF}{dS} = \frac{f(S_{ВФВ}) - f(S_{BC})}{S_{ВФВ} - S_{BC}} \quad (4.20)$$

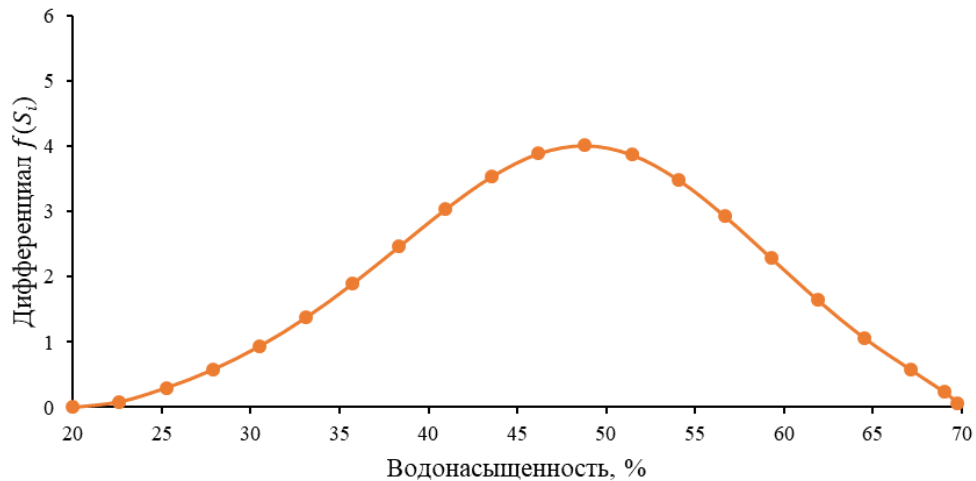


Рисунок 4.7 – Дифференциал функции $f(S_i)$ (составлено автором)

Рассмотрим плоскорадиальный приток в скважину. В таком случае для определения времени прорыва фронта вытеснения в скважину можно воспользоваться формулой 4.21:

$$t' = \frac{m_{nop} \pi R_K^2 h_{ЭФ}}{Q f'(S_e)} \quad (4.21)$$

Положение фронта вытеснения в любой момент времени определяется формулой 4.22 (по [136]). Результаты вычислений представлены графически на рисунке 4.8. Прорыв фронта вытеснения от нагнетательной к добывающей скважине происходит через 2289 суток (6 лет и 4 месяца) [50].

$$x = \sqrt{R_K^2 - \frac{t Q f'(S_0)}{\pi h_{\text{эф}} m_{\text{пор}}}} \quad (4.22)$$

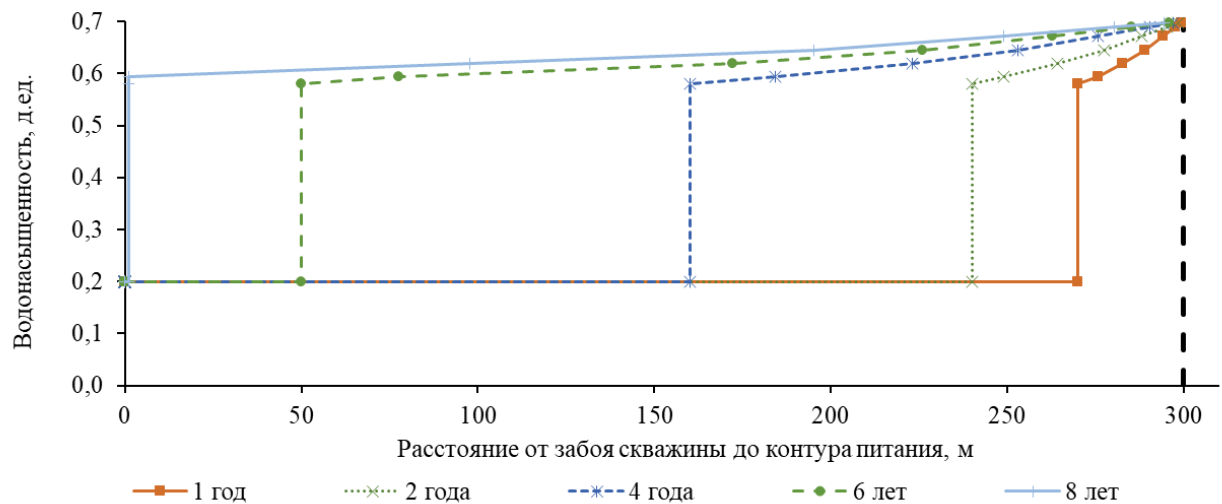


Рисунок 4.8 – Положение фронта вытеснения в разные моменты времени (составлено автором)

2. Определение зависимости упругости и пьезопроводности от насыщенности

По результатам выполненных исследований физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств выявлено, что в зависимости от насыщенности и стадии разработки происходит изменение упругости, что приводит к снижению дебита.

По зависимости 4.23 определяется коэффициент сжимаемости пласта.

$$\beta = \frac{1}{K} = \frac{3(1-2\nu)}{E}, \quad (4.23)$$

где β – коэффициент сжимаемости, Па^{-1} ;

K – модуль объемной упругости, Па;

E – модуль упругости, Па;

ν – коэффициент Пуассона ($\nu = 0,17$).

Упругость пласта определяется по выражению 4.24:

$$\beta^* = m\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{п}}, \quad (4.24)$$

где $\beta_{ж}$ – коэффициент сжимаемости жидкости, Па^{-1} ;

$\beta_{п}$ – коэффициент сжимаемости породы, Па^{-1} ;

m – коэффициент пористости, д.ед.

Для насыщенных образцов песчаника коэффициент упругости принимался равным коэффициенту сжимаемости. На рисунке 4.9 отображены значения коэффициента упругости пласта. По средним значениям коэффициента упругости для каждого значения водонасыщенности была проведена линейная кривая тренда. По полученному уравнению был произведен расчет значений упругости в интересующем диапазоне водонасыщенности [50].

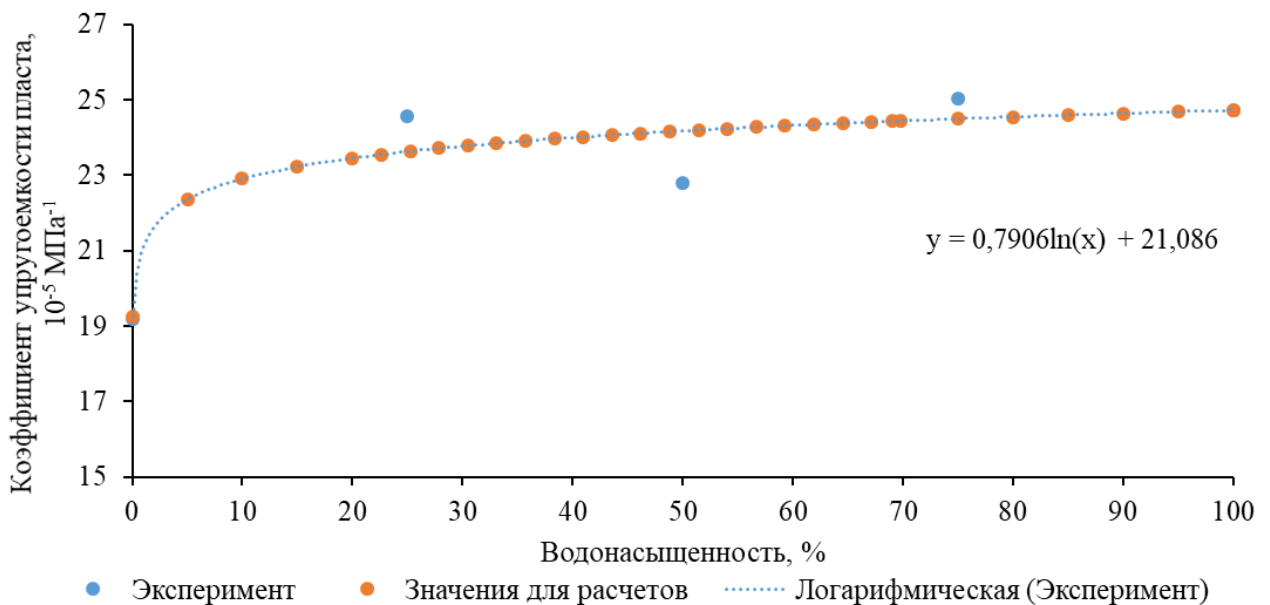


Рисунок 4.9 – График изменения коэффициента упругости пласта от водонасыщенности (составлено автором)

Коэффициент пьезопроводности определяется по зависимости 4.25:

$$\chi = \frac{k}{\mu\beta^*} = k \left(\frac{k_{OH}}{\mu_H} + \frac{k_{OB}}{\mu_B} \right) \frac{1}{\beta^*}, \quad (4.25)$$

где χ – пьезопроводность, $\text{м}^2/\text{с}$;

k – проницаемость, м^2 ;

μ – вязкость жидкости, $\text{Па}\cdot\text{с}$;

β^* – коэффициент упругости пласта, Па^{-1} .

На рисунке 4.10 изображен график зависимости пьезопроводности от водонасыщенности. Здесь и далее графики ограничены значениями

водонасыщенности 20% и 70%, так как в условиях решения поставленной задачи были приняты значения насыщенности связанной водой $S_{BC} = 20\%$ и остаточной нефтенасыщенности $S_{OH} = 30\%$. Изменение пьезопроводности носит параболический характер.

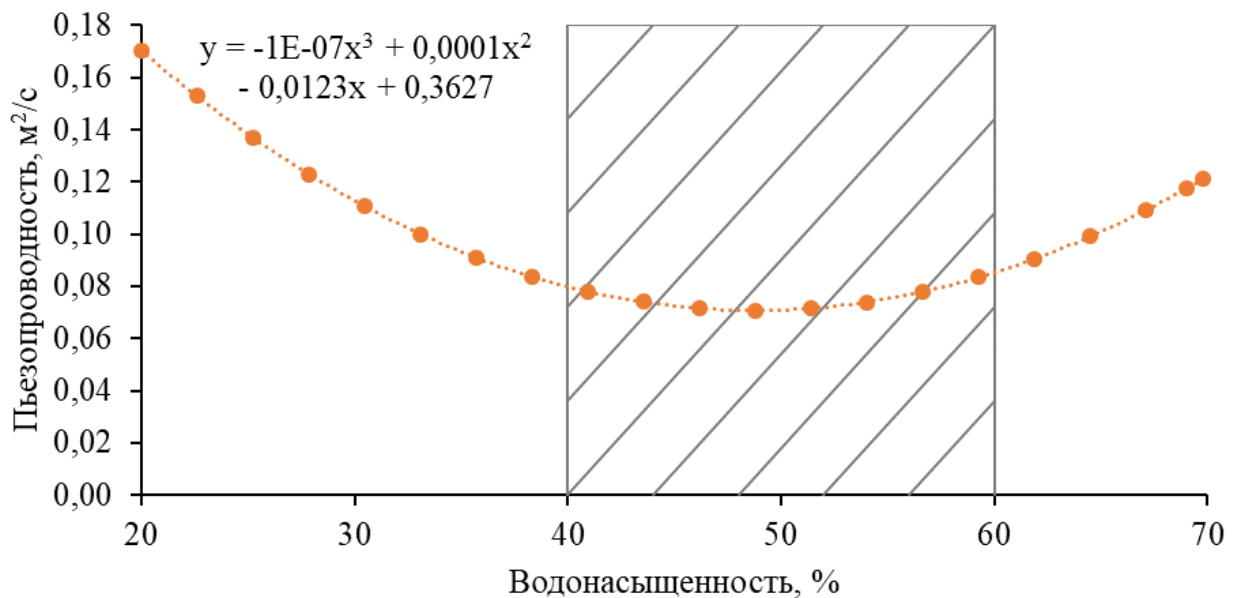


Рисунок 4.10 – График изменения пьезопроводности от водонасыщенности с выделенной зоной фазового перехода с гидрофобности на гидрофильность породы (составлено автором)

Используя зависимости распределения пьезопроводности пласта от насыщенности пласта водой можно определить зависимость изменения пьезопроводности пласта в определенный момент времени от расстояния между скважинами. На рисунке 4.11 приведена кривая изменения пьезопроводности от расстояния между скважинами в момент прорыва фронта вытеснения в добывающую скважину [50].

Расчет распределения давления в пласте от расстояния между скважинами без учета влияния пьезопроводности по формуле 4.26:

$$p(r, t) = p_K - \frac{Q_0}{2\pi k \left(\frac{k_{OH}}{\mu_H} + \frac{k_{OB}}{\mu_B} \right) h_{эф}} \ln \left(\frac{R_K}{r_C} \right), \quad (4.26)$$

где p_K – давление на контуре питания, Па;

Q_0 – дебит скважины ($Q_0 = 89,65 \text{ м}^3/\text{сут}$);

μ – вязкость жидкости, Па·с;

k – проницаемость, м^2 ;

$h_{\text{эф}}$ – мощность пласта, м ;

r – радиус скважины, м .

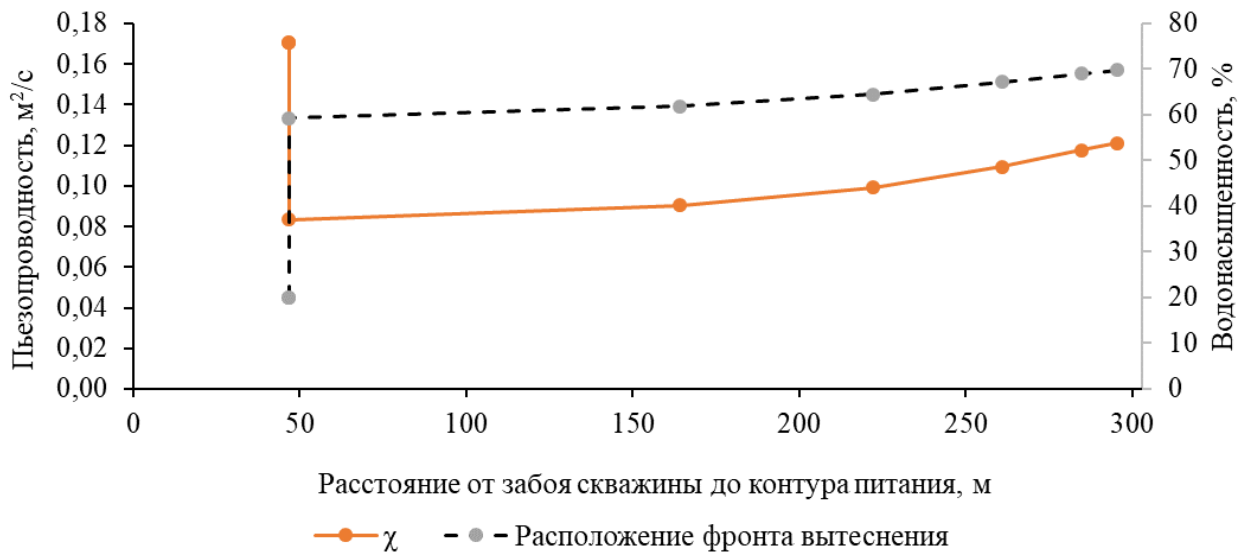


Рисунок 4.11 – График изменения пьезопроводности от расстояния между скважинами в момент подхода фронта вытеснения к скважине (составлено автором)

На рисунках 4.12-4.13 представлены графики изменения давления от расстояния между скважинами и водонасыщенностью [50].

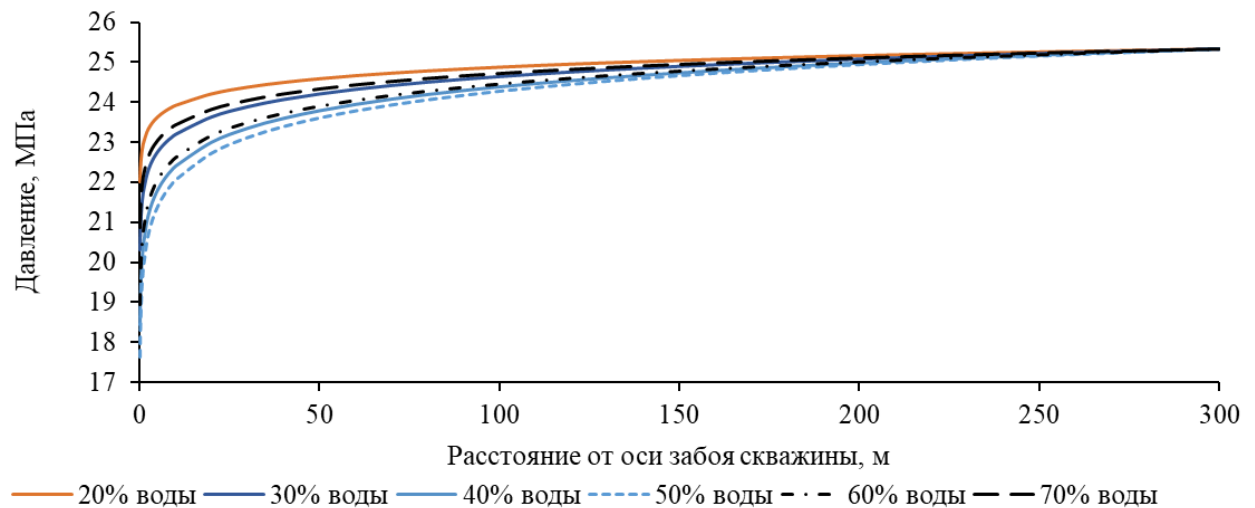


Рисунок 4.12 – Распределение давления в пласте от водонасыщенности и расстояния между скважинами (составлено автором)

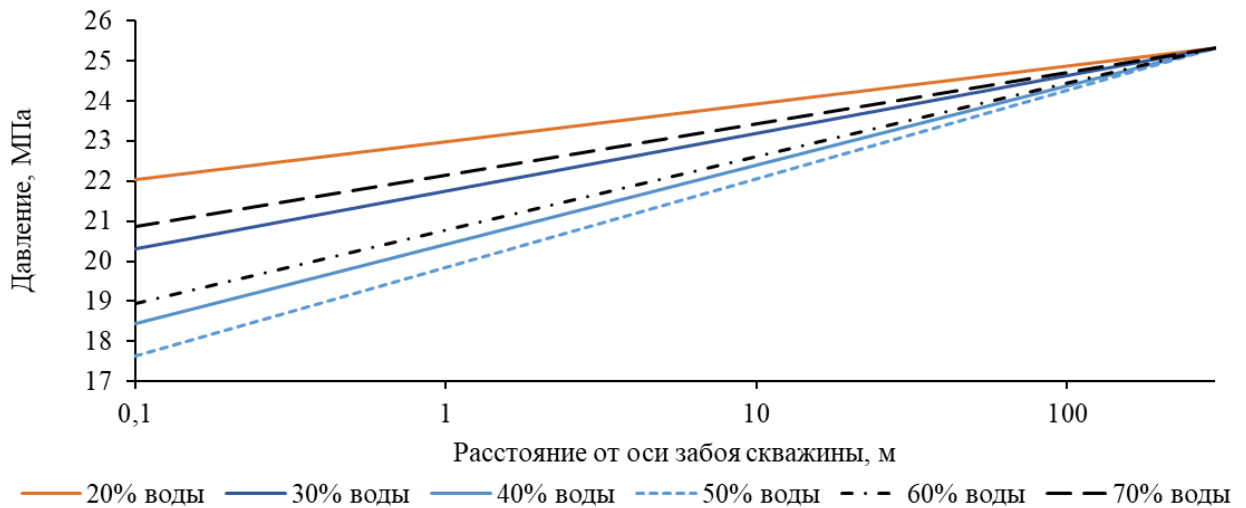


Рисунок 4.13 – Распределение давления в пласте от водонасыщенности и расстояния между скважинами в логарифмических координатах (составлено автором)

4.3 Расчет дебита вертикальной скважины в породе-коллекторе с переменной проницаемостью

В этом разделе проводилась оценка изменения дебита вертикальной скважины в породе-коллекторе с переменной проницаемостью с использованием метода итераций, подробно описанному в [3]. Весь интервал от радиуса скважины до радиуса контура питания был разделен на n секторов, в каждом из которых проницаемость принималась постоянной (рисунок 4.14).

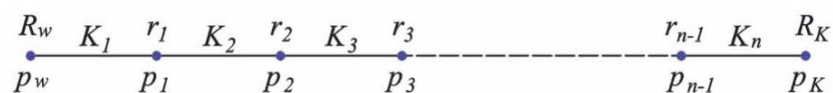


Рисунок 4.14 – Схема к расчету дебита скважины в породе-коллекторе с переменной проницаемостью [3]

Рассмотрим два случая. Для первого расчета используем одно значение депрессии (6 МПа) и определим влияние коэффициента Пуассона породы-коллектора на дебит скважины. Для второго расчета используем коэффициент Пуассона $\nu = 0,2$ при различных значениях депрессии на пласт.

Для проведения расчетов необходимо определить распределение давления в вертикальной скважине с постоянной проницаемостью. Исходные данные для расчетов представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Исходные данные для расчетов (по данным автора)

Наименование	Обозначение	Значение	Размерность
Проницаемость	k	100	10^{-15} м^2
Эффективная толщина пласта	$h_{\text{эф}}$	10	м
Вязкость нефти	$\mu_{\text{н}}$	2,5	мПа
Вязкость воды	$\mu_{\text{в}}$	1,004	мПа
Радиус контура питания	$R_{\text{к}}$	300	м
Радиус скважины	$r_{\text{с}}$	0,09	м
Коэффициент Био	α	0,85	-
Коэффициент Пуассона	ν	0,1-0,4	-
Давление на контуре питания	$P_{\text{к}}$	25	МПа
Давление в скважине	$P_{\text{с}}$	19	МПа
Параметр, характеризующий степень изменения проницаемости пород-коллекторов [3]	β	0,05 и 0,1	МПа^{-1}

1. Определение степени влияния коэффициента Пуассона на дебит вертикальной скважины с переменной проницаемостью

Дебит скважины определялся для полностью насыщенной нефтью породы-коллектора по формуле 4.27:

$$Q = \frac{2\pi k h_{\text{эф}}}{\mu_{\text{н}}} \frac{\Delta P}{\ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}\right)} \quad (4.27)$$

Изменение всестороннего эффективного напряжения в породе-коллекторе определялось по формуле 4.28:

$$\Delta\sigma_0^{\text{eff}} = \frac{\alpha(1+\nu)}{3(1-\nu)} (P_{\text{к}} - P_{\text{с}}) \quad (4.28)$$

Изменение всестороннего эффективного напряжения в породе-коллекторе рассчитывалось для разных коэффициентов Пуассона. Результаты расчета приведены на рисунках 4.15 и 4.16. Как видно из рисунка 4.15, падение пластового давления в породе-коллекторе напрямую влияет на увеличение эффективного напряжения на породу. Чем выше коэффициент Пуассона (рисунок 4.16), тем больше изменение эффективного напряжения в виду более высокой подверженности породы деформациям, то есть пластичности. Наибольшее увеличение несущей нагрузки на породу-коллектор наблюдается в околоскважинной зоне, где снижение пластового давления максимально [141].

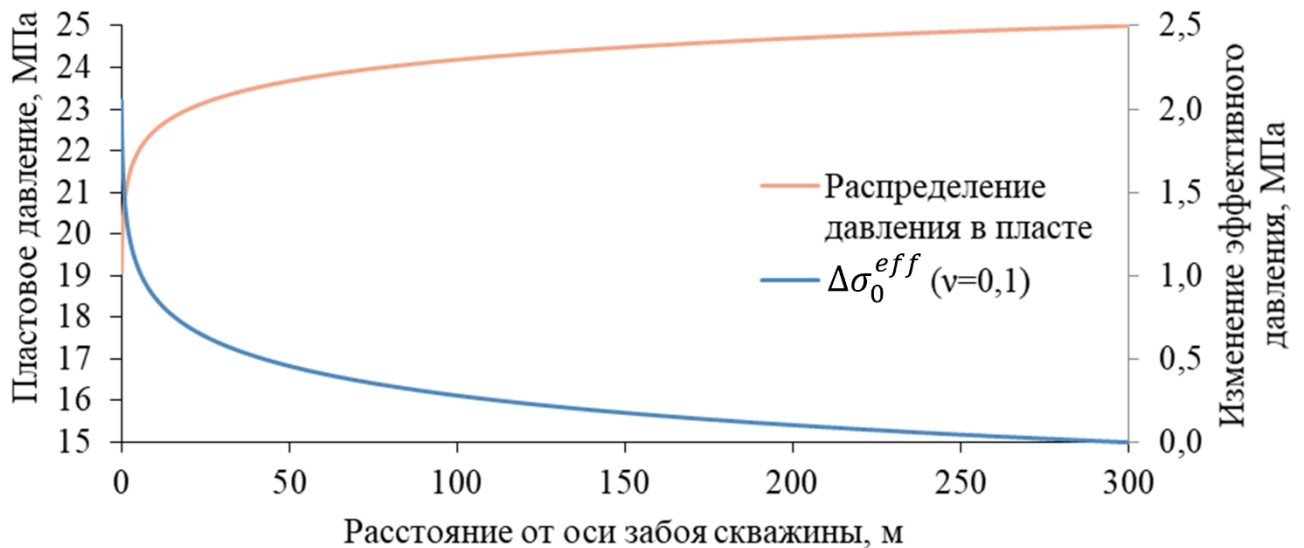


Рисунок 4.15 – Распределение давления в вертикальной скважине с постоянной проницаемостью и распределение изменения всестороннего эффективного давления для породы с $\nu = 0,1$ от расстояния от оси забоя скважины (составлено автором)

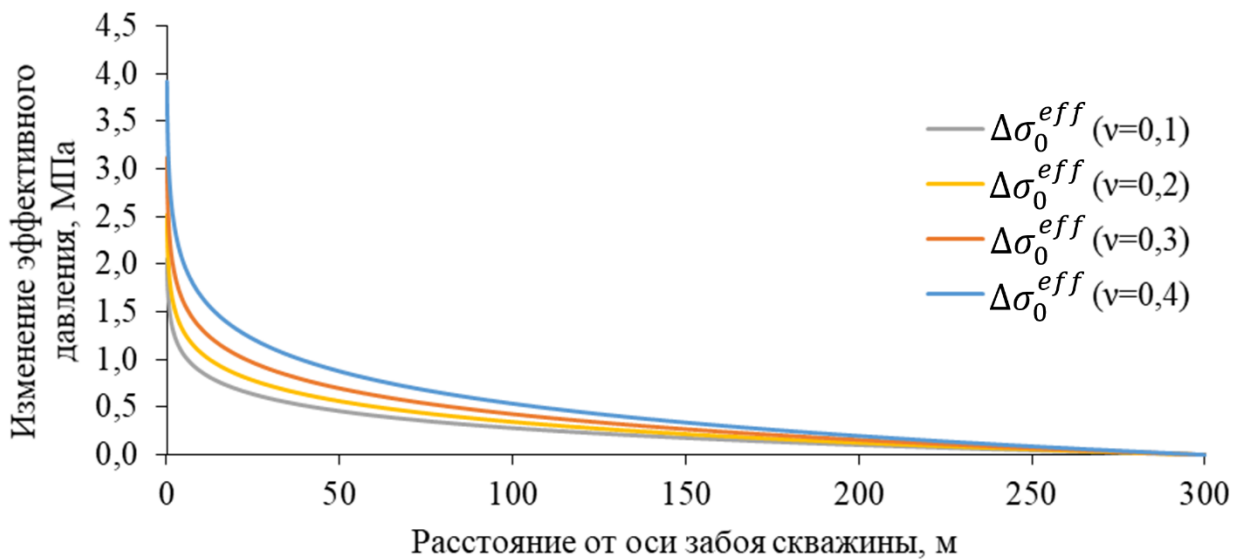


Рисунок 4.16 – Распределение изменения всестороннего эффективного давления для породы с различным коэффициентом Пуассона от расстояния от оси забоя скважины (составлено автором)

В связи с ростом эффективных напряжений на породу-коллектор проницаемость снижается. Расчет снижения проницаемости породы-коллектора производился по формуле 4.29:

$$k = k_0 \exp(-\beta \Delta \sigma_0^{eff}), \quad (4.29)$$

где β – параметр, характеризующий степень изменения проницаемости пород-коллекторов.

В расчетах параметр β был принят равным наиболее распространенным значениям 0,05 и 0,1 МПа⁻¹ по [3]. Согласно принятой методике расчета (рисунок 4.14), для каждого n -ого сектора было определено значение проницаемости. На рисунках 4.17 и 4.18 представлены распределения значений проницаемости породы-коллектора от расстояния от оси забоя скважины. С увеличением величины $\Delta\sigma_0^{eff}$, снижается значение проницаемости породы-коллектора. Для пластичных пород с коэффициентом Пуассона 0,4 снижение проницаемости породы заметно больше всего [141].

Наибольшее снижение проницаемости пород-коллекторов наблюдается в районе скважины, где на породу оказывается дополнительная нагрузка из-за снижения пластового давления. Для глинистых пород-коллекторов, более подверженных деформациям при увеличении нагрузки, снижение проницаемости на 10% выше, чем снижение проницаемости для более крепких и сцементированных пород. Интенсивность снижения значений проницаемости породы-коллектора повышается до 8-10%, при использовании в расчетах $\beta = 0,1$ МПа⁻¹.

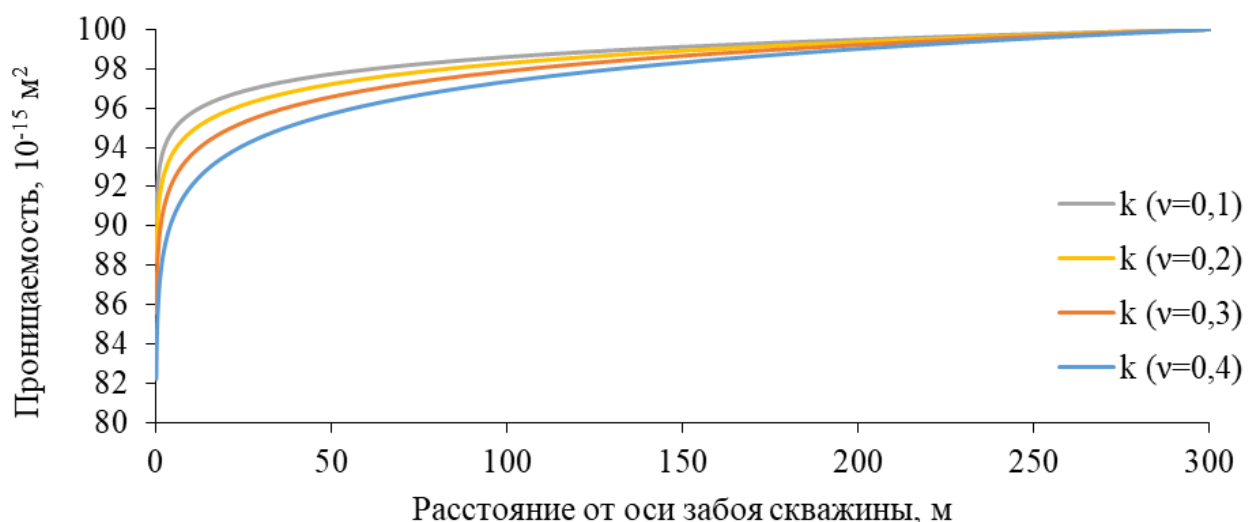


Рисунок 4.17 – Изменение проницаемости для пород-коллекторов с различным коэффициентом Пуассона при $\beta = 0,05$, МПа⁻¹ (составлено автором)

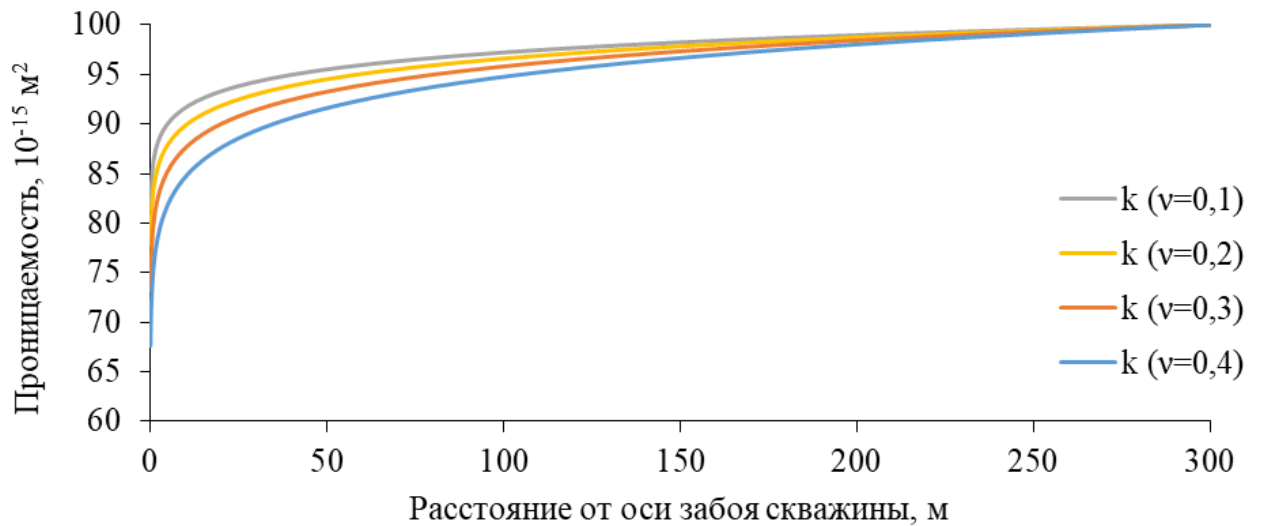


Рисунок 4.18 – Изменение проницаемости для пород-коллекторов с различным коэффициентом Пуассона при $\beta = 0,1, \text{ МПа}^{-1}$ (составлено автором)

На рисунке 4.19 представлено распределение значений проницаемости породы-коллектора от изменения эффективного давления. С увеличением эффективного давления проницаемость породы снижается. Как правило более прочные и менее деформируемые горные породы имеют коэффициент Пуассона 0,1-0,2. Такие породы способны выдержать большую нагрузку и при этом меньше деформироваться. У более пластичных пород прирост эффективного давления больше, соответственно проницаемость снижается значительно [141].

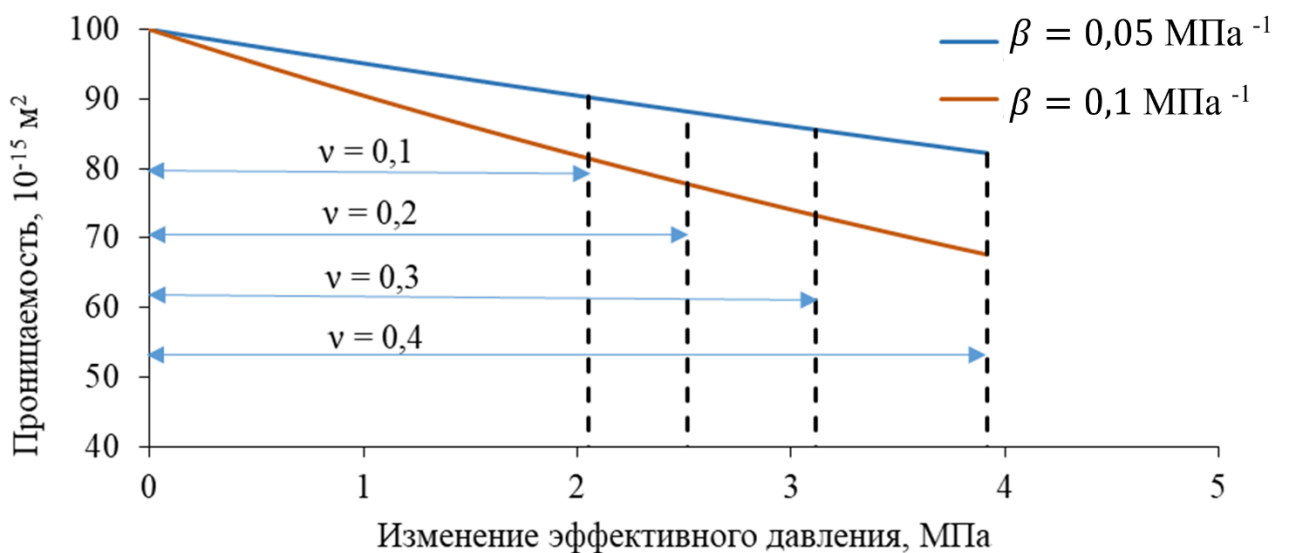


Рисунок 4.19 – Изменение проницаемости от различного коэффициента β и при различном коэффициенте Пуассона (составлено автором)

Снижение дебита скважины относительно недеформируемых жестких пород-коллекторов с постоянной проницаемостью рассчитывается по формулам 4.30-4.31 [3]:

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{1 - \exp(-\beta'(P_K - P_c))}{\beta'(P_K - P_c)}, \quad (4.30)$$

$$\beta' = \beta \frac{\alpha(1+\nu)}{3(1-\nu)}, \quad (4.31)$$

где α – коэффициент Био;

ν – коэффициент Пуассона.

На рисунке 4.20 представлена зависимость относительного дебита от коэффициента Пуассона для пород с различным значением коэффициента β . Снижение дебита происходит в связи со снижением проницаемости, причем для более пластичных пород снижение значительнее, чем для хрупких пород. Так, для пород с коэффициентом Пуассона равным 0,4 снижение дебита относительно породы с коэффициентом Пуассона 0,1 достигает значений 5-10%, в то время как для пород с коэффициентом Пуассона равным 0,2 снижение дебита менее значительно и достигает значений 1-2,5%. Таким образом можно сделать вывод, что при прочих равных условиях снижение проницаемости породы-коллектора и дебита скважины в пластичных породах выше, так как такая порода более подвержена деформационным процессам [141].

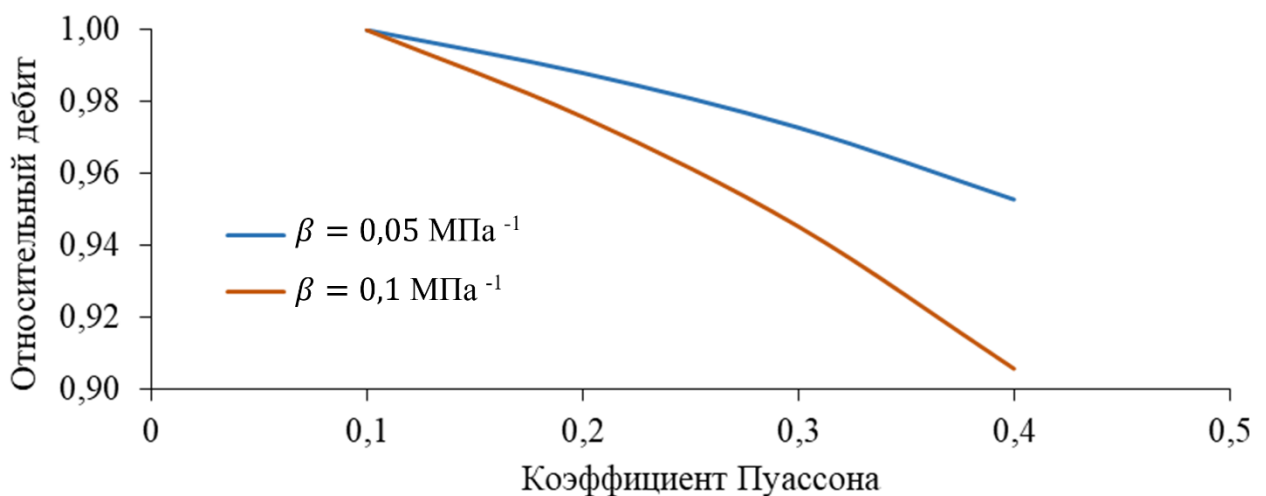


Рисунок 4.20 – Изменение относительного дебита

при различном коэффициенте β и коэффициенте Пуассона (составлено автором)

2. Определение степени влияния перепада давления на дебит вертикальной скважины с переменной проницаемостью и коэффициентом Пуассона $\nu = 0,2$

На рисунке 4.21 представлено распределение давлений в вертикальной скважине с постоянной проницаемостью от оси забоя скважины. Наибольшее падение давления характерно для случая, когда депрессия на пласт максимальна – 10 МПа.

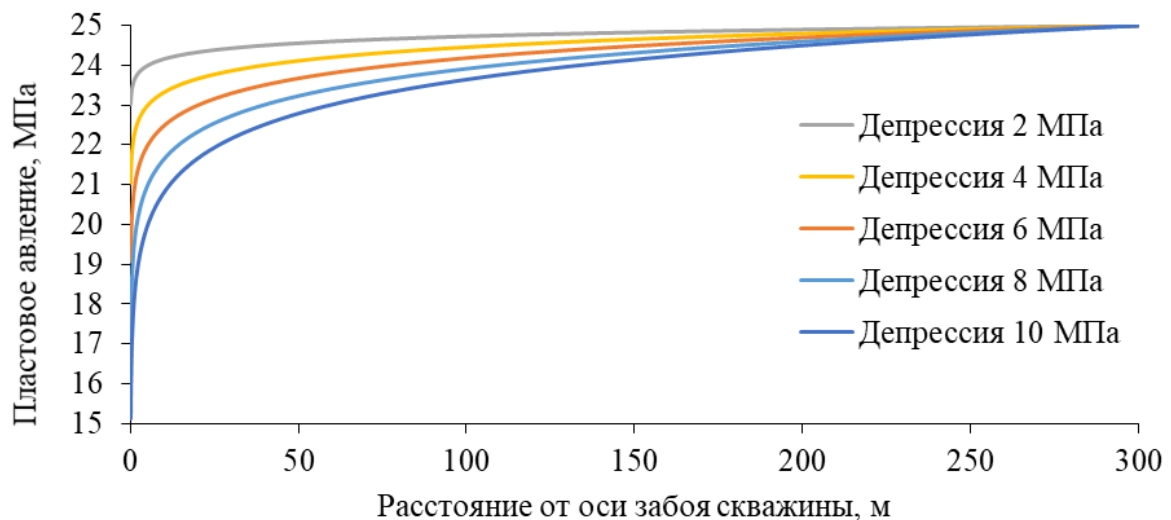


Рисунок 4.21 – Распределение давления в вертикальной скважине с постоянной проницаемостью от расстояния от оси забоя скважины (составлено автором)

Снижение пластового давления при большей депрессии на пласт приводит к росту эффективных напряжений в породе-коллекторе (рисунок 4.22). Анализируя представленные данные, можно установить, что наибольшим величинам депрессии на пласт соответствует наибольший прирост эффективных напряжений.

Аналогичным образом на снижение пластового давления реагирует проницаемость породы – наибольшему снижению пластового давления соответствует наибольшее снижение проницаемости (рисунки 4.23 и 4.24). Наибольшее снижение проницаемости характерно для ПЗП. Для значений параметра $\beta = 0,1 \text{ МПа}^{-1}$ (параметр, характеризующий степень изменения проницаемости пород-коллекторов) характерно большее снижение проницаемости на 15% по сравнению с $\beta = 0,05 \text{ МПа}^{-1}$. Для депрессии на пласт 10 МПа общее снижение проницаемости достигает 20% и 35% для параметров $\beta = 0,05$ и $\beta = 0,1 \text{ МПа}^{-1}$ соответственно [141].

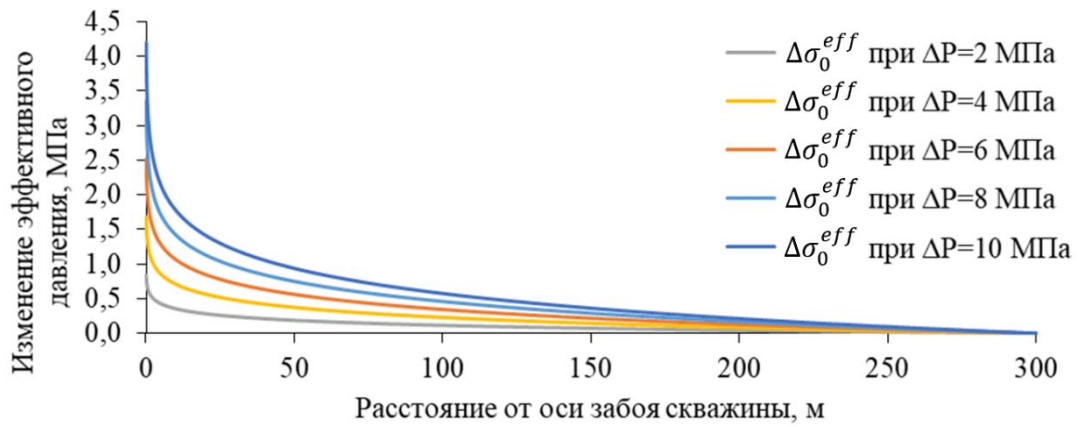


Рисунок 4.22 – Изменение эффективного давления в породе-коллекторе для разных значений депрессии на пласт при коэффициенте Пуассона $\nu = 0,2$ (составлено автором)

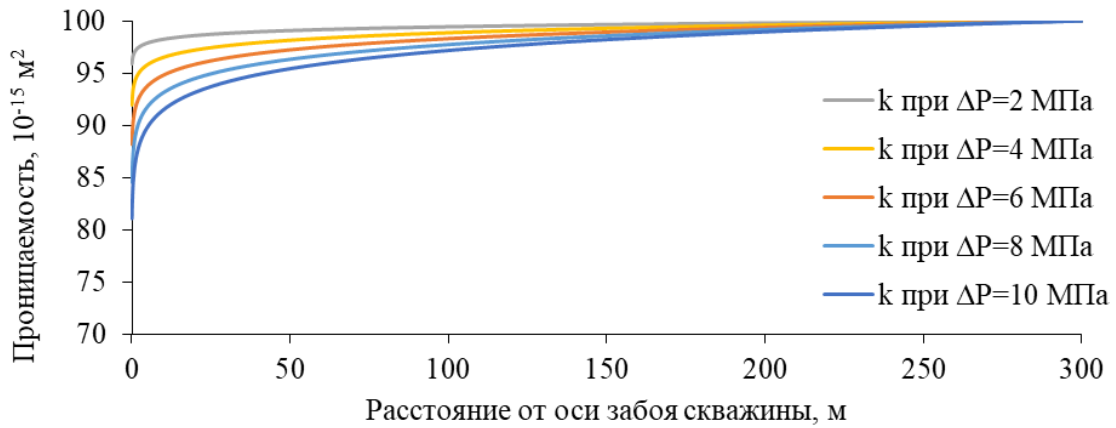


Рисунок 4.23 – Изменение проницаемости для пород-коллекторов при различной депрессии при коэффициенте Пуассона $\nu = 0,2$ и $\beta = 0,05 \text{ МПа}^{-1}$ (составлено автором)

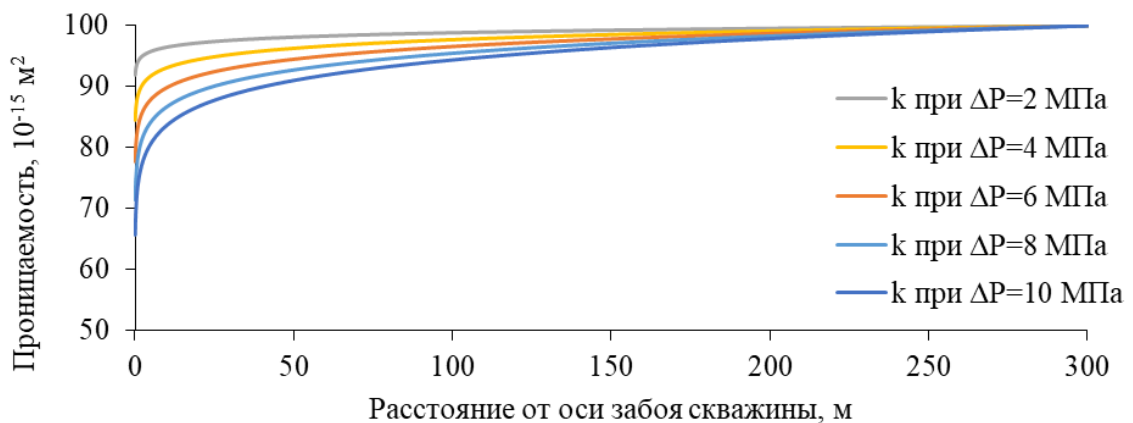


Рисунок 4.24 – Изменение проницаемости для пород-коллекторов при различной депрессии при коэффициенте Пуассона $\nu = 0,2$ и $\beta = 0,1 \text{ МПа}^{-1}$ (составлено автором)

На рисунке 4.25 представлено распределение значений проницаемости породы-коллектора от изменения эффективного давления при различных значениях депрессии на продуктивный пласт. С увеличением эффективного давления проницаемость породы снижается. Наиболее значительное снижение проницаемости достигается при величине депрессии в 10 МПа – до 20-35% от первоначальной проницаемости пласта. Для пород с большим значением коэффициента β снижение проницаемости существеннее. В среднем в рассматриваемом диапазоне можно считать, что при каждом увеличении депрессии на пласт на 2 МПа проницаемость в околоскважинной зоне снижается на 3,8% для породы с коэффициентом $\beta = 0,05 \text{ МПа}^{-1}$ и на 6,9% для породы с коэффициентом $\beta = 0,1 \text{ МПа}^{-1}$.

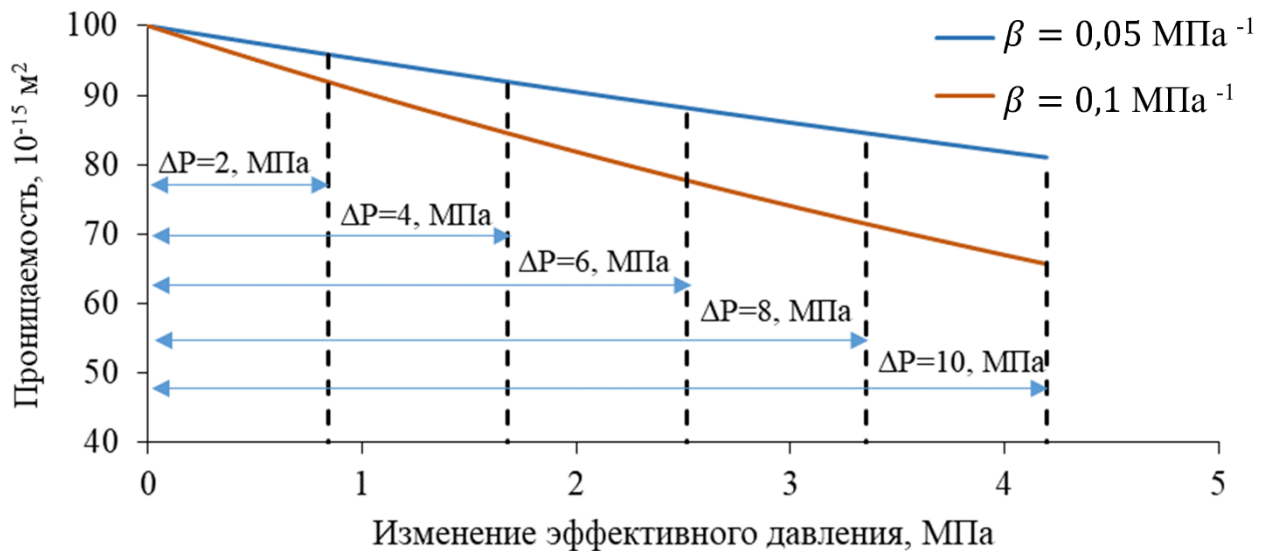


Рисунок 4.25 – Изменение проницаемости от различного коэффициента β и при различной депрессии (составлено автором)

На рисунке 4.26 представлена зависимость относительного дебита от различной депрессии на пласт. Снижение дебита происходит в связи со снижением проницаемости и ростом эффективного давления. Значение дебита при максимальной депрессии на пласт в 10 МПа снижается на 10% для породы с коэффициентом $\beta = 0,05 \text{ МПа}^{-1}$ и на 20% для породы с коэффициентом $\beta = 0,1 \text{ МПа}^{-1}$ [141].

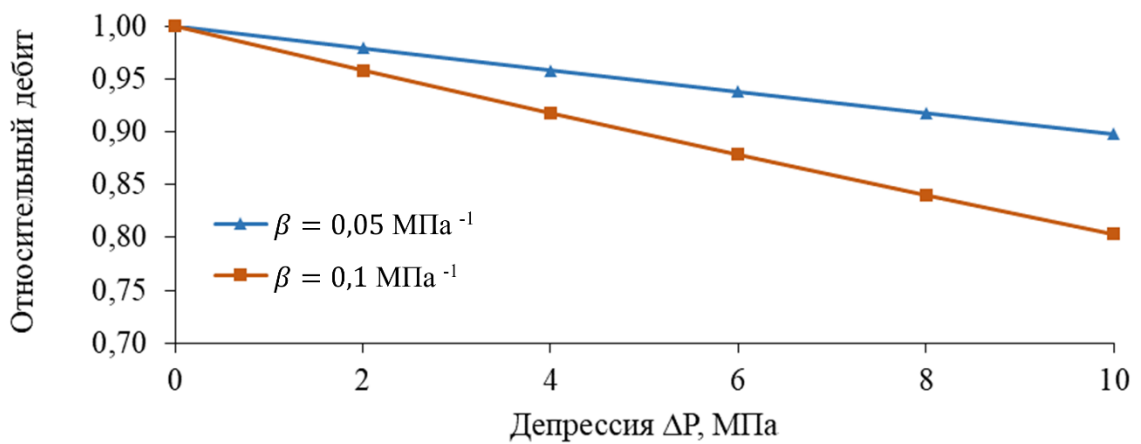


Рисунок 4.26 – Изменение относительного дебита при различном коэффициенте β и депрессии (составлено автором)

4.4 Анализ этапов проектирования разработки месторождений нефти и предложения по внедрению результатов диссертационных исследований

Проектирование разработки месторождения нефти состоит из следующих этапов [112]:

- технико-экономическое обоснование – обоснование целесообразности освоения месторождения.

- проект опытно-промышленной эксплуатации – на этом этапе проводится комплекс исследований скважин и пластов с целью формирования исходных материалов, лежащих в основе проектных документов по разработке месторождения, его обустройства, уточнения запасов, свойств пласта и пластовых флюидов, продуктивности скважин и эффективности применяемых на месторождении технологических решений.

- проект пробной эксплуатации – установка задач и путей их решения, установка порядка проведения операций и задание показателей эксплуатации скважин на опытных участках месторождения. Сбор информации о геолого-технологических особенностях разработки месторождения, проработка геологической модели, определение оптимального режима эксплуатации залежей, выделение объектов разработки, а также анализ успешности внедряемых на месторождении технологий.

– технологическая схема разработки – основной проектный документ, включающий в себя создание комплексной геолого-промысловой модели, выбор технологий интенсификации добычи, определение этапов освоения объектов, определение режимов эксплуатации скважин, расчет динамики добычи нефти, выбор агентов вытеснения для обеспечения максимально возможной выработки запасов, запланированные мероприятия по профилактике и борьбе с возможными осложнениями при эксплуатации месторождения, разработка нормативов к системе ППД и другие вопросы, связанные с разработкой месторождения в конкретных условиях.

– проект разработки – основной документ, создаваемый после разбуривания 70% основного фонда скважин месторождения (залежи). Характеризуется большей глубиной проработки особенностей разработки месторождения за счет учета всех геолого-промысловых данных, полученных в ходе реализации утвержденной технологической схемы и выполнения исследовательских работ. На заключительных стадиях (при выработке более 80% извлекаемых запасов нефти) в целях корректировки и достижения более высокого коэффициента извлечения нефти используются уточненные проекты разработки.

Процесс разработки месторождения включает авторский надзор за добычей нефти, комплекс мер по рациональному использованию недр и охрану окружающей среды [112].

В соответствии с полученными в диссертационной работе результатами, описанными в первой главе стадиями разработки месторождений нефти и проведенным анализом основных этапов проектирования месторождения нефти можно сделать следующие выводы:

– необходимо уменьшать время разработки пласта первичными способами (использовать только внутренний потенциал пласта как можно меньше), так как снижение пластового давления может привести к безвозвратной потере проницаемости терригенных пород-коллекторов порового типа с глинистым цементом.

– переход к вторичным методам разработки необходимо осуществлять как можно раньше (главным образом это касается процесса создания и поддержания давления в нефтеносных пластах с помощью введения систем ГПД).

– забойное давление необходимо выбирать исходя из водонасыщенности призабойной зоны. Согласно полученным данным, поддержание неизменного дебита при увеличении водонасыщенности до 50% способно вызвать потерю проницаемости за счет реализации пластических деформаций породы из-за роста эффективного давления.

– при разработке месторождения и использовании методов увеличения нефтеотдачи (таких как водоизоляционные работы, ГРП) необходимо учитывать влияние обводненности пласта на прочность пород. Использование зависимостей предела прочности пород от водонасыщенности пласта позволит правильно рассчитать давление закачки, снижая объем привлекаемой для осуществления операций техники и снижая расходы эксплуатирующих компаний. Если не учитывать снижение прочностных и упругих свойств пласта от увеличения его обводненности, при проведении операции или в системе ГПД возможно превышение давления разрыва пласта и неконтролируемое развитие трещин до водоносных горизонтов с сопутствующим подтягиванием воды из других пластов. Предельное состояние породы выбирается с помощью построенных для соответствующего уровня насыщенности водой паспортов прочности пород (глава 3, см. рисунки 3.19, 3.20, 3.28).

– бурение скважин необходимо производить с отбором керна.

– изучение кернового материала в лабораториях - определение ФМС (состав, прочность, твердость, истираемость, проницаемость, водопоглощение, упругость, пластичность, пористость, плотность и др.). В случае недостаточного для проведения массовых испытаний количества образцов породы-коллектора и для уточнения результатов определения ФМС предлагается использовать метод разрушения образцов сферическими инденторами.

– помимо получения данных с помощью акустического каротажа рекомендуется проводить лабораторные исследования по определению упругих

характеристик (модуля Юнга и коэффициента Пуассона) как статическими (снятие деформаций при нагружении образцов), так и динамическими методами (неразрушающий метод). Замеры прохождения скоростей упругих волн в лабораторных условиях позволят уточнить значения, полученные при геофизических исследованиях скважин.

– осуществлять постоянное уточнение созданных геолого-фильтрационных моделей разработки месторождения с использованием лабораторных исследований.

4.5 Выводы по Главе 4

В главе приведены расчеты изменения проницаемости от насыщенности породы-коллектора при различном эффективном давлении. Сравнение результатов, полученных расчетным методом, с проведенными экспериментами по определению коэффициента проницаемости при трехосном сжатии показало, что методика расчета применима для исследуемого типа пород с пористостью 10-17%. Тем не менее, при эксперименте наблюдался рост проницаемости за счет создания новых трещин в процессе роста осевой нагрузки на образец, что невозможно смоделировать в примененной методике расчета. Такого рода неопределенности возможны в виду сложного процесса нагружения и особенностей протекающих физико-химических процессов в образце. Методика применима для определения изменения проницаемости образцов различной насыщенности. Для проведения расчета необходимо определить модуль упругости Юнга и коэффициент Пуассона исследуемого типа пород, а также начальную пористость и проницаемость.

Приведен пример расчета распределения давления в пласте с учетом изменения относительных фазовых проницаемостей и насыщенности по пласту. Определено положения фронта вытеснения по годам с начала разработки с помощью метода Бакли - Леверетта, Произведен расчет изменения пьезопроводности пласта от водонасыщенности с учетом изменения коэффициента сжимаемости насыщенных пород, определенного по результатам эксперимента.

Приведен пример расчета изменения относительного дебита и проницаемости пласта от изменения эффективного давления при различном коэффициенте Пуассона и различных значениях депрессии на пласт.

Проведен анализ этапов проектирования разработки месторождений нефти и сформулированы предложения по внедрению результатов диссертационных исследований:

- недопустимо снижение давления пласта до значений, способных вызвать постоянную потерю проницаемости породы-коллектора;

- внедрение системы поддержания пластового давления необходимо осуществлять как можно раньше для компенсации отобранной пластовой жидкости;

- необходимо учитывать снижение прочностных и упругих свойств пород-коллекторов при росте обводненности в процессе разработки месторождения. Учет этих параметров позволит увеличить эффективность проводимых на месторождении мероприятий по интенсификации притока нефти к скважинам и снизить вероятность негативных последствий при их проведении;

- проведение лабораторных исследований кернового материала предлагается осуществлять с учетом предложенных методик.

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 месторождений 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 неучет 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 СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ППД – поддержание пластового давления;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ФМС – физико-механические свойства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агеенко, В.А. Обоснование оптимальных параметров экспресс-метода определения характеристик ползучести каменной соли : специальность 25.00.20 : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Агеенко Валерий Александрович ; Национальный исследовательский технологический университет «МИСИС». – М., 2020. – 25 с.
2. Асанов, В.А. Изучение особенностей деформирования соляных пород при длительном нагружении / В.А. Асанов, И.Л. Паньков // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2010. – №. 1. – С. 105-110.
3. Ашихмин, С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья : Учебное пособие / С.Г. Ашихмин, Ю.А. Кашников. – М.: Издательство «Горная книга». – 2019. – 552 с.
4. Ашихмин, С.Г. Научные основы методов прогноза напряженно-деформированного состояния горных пород при разработке месторождений нефти и газа : специальность 25.00.20 : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Ашихмин Сергей Геннадьевич ; Горный институт УрО РАН. – Пермь, 2008. – 41 с.
5. Багаутдинов, И.И. Применение модели упрочняющегося грунта для прогноза зоны пластических деформаций массива слабоустойчивых пород Яковлевского железорудного месторождения / И.И. Багаутдинов, Н.А. Беляков, В.В. Севрюков, М.И. Рассказов // Горный журнал. – 2022. – № 12. – С. 16-21. – DOI: 10.17580/gzh.2022.12.03.
6. Барях, А.А. К оценке длительной прочности соляных пород / А.А. Барях, А.А. Ударцев, И.Л. Паньков // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2024. – № 11. – С. 5–22. – DOI: 10.25018/0236_1493_2024_11_0_5.
7. Басинский, Ю.М. Исследование устойчивости горных выработок при увлажнении пород / Ю.М. Басинский, В.А. Коршунов, В.Ф. Михайлов // Труды ВНИИ горн. геомех. и маркшейд. дела, сб. «Горное давление в капитальных, подготовительных и очистных выработках», Л.: ВНИМИ. – 1982. – С. 19-23.

8. Басниев, К.С. Нефтегазовая гидромеханика: Учебное пособие для вузов / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Г.Д. Розенберг. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 544 с.
9. Басниев, К.С. Подземная гидравлика / К.С. Басниев, А.М. Власов, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. - М.: Недра, 1986. – 303 с.
10. Басниев, К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. - М.: Недра. – 1993. – 416 с.
11. Вашкевич, А.А. Развитие комплексного геомеханического моделирования в ПАО «Газпром нефть» / А.А. Вашкевич, В.В. Жуков, Ю.В. Овчаренко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 16-19.
12. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта : Учеб. для вузов / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – М.: Недра. – 1982. – 311 с.
13. Гладков, П.Д. Исследование влияния гидрофобизирующих составов на механическую прочность образцов полимиктовых песчаников / П.Д. Гладков, М.К. Рогачев // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – С. 360-366.
14. Глущенко, В.Н. Объемные и поверхностно-активные свойства жидкостей / В.Н. Глущенко, М.А. Силин // Нефтепромысловая химия. М.: Интерконтакт Наука, 2010. – Т. 2. 549 с.
15. Господариков, А.П. Оценка деформационных характеристик хрупких горных пород за пределом прочности в режиме одноосного сервогидравлического нагружения / А.П. Господариков, А.В. Трофимов, А.П. Киркин // Записки Горного института. – 2022. – Т. 256. – С. 539-548. – DOI: 10.31897/PMI.2022.87.
16. ГОСТ 21153.2-84. Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии = Rocks. Methods for determination of axial compression strength : Межгосударственный стандарт : издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 19 июня 1984 г. № 1973 : взамен ГОСТ 21153.2-75 : дата введения 1986-07-01 / разработан Министерством угольной промышленности СССР. - М.: ИПК Издательство стандартов, 2001.

17. ГОСТ 21153.8-88. Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии = Rocks. Method for determination of triaxial compressive strength : Государственный стандарт Союза ССР : издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 15 марта 1988 г. № 546 : введен впервые : дата введения 1989-07-01 / разработан Министерством угольной промышленности СССР, Академией наук СССР, Министерством геологии СССР, Академией наук Кирг. ССР, Министерством высшего и среднего специального образования СССР. - М.: Издательство стандартов, 1988.

18. ГОСТ 24941-81. Породы горные. Методы определения механических свойств нагружением сферическими инденторами = Rocks. Methods for determination of mechanical properties by pressing with spherical indentors : Межгосударственный стандарт : издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 2 сентября 1981 г. № 4136 : введен впервые : дата введения 1982-07-01 / разработан Министерством угольной промышленности СССР, Министерством высшего и среднего специального образования СССР, Академией наук СССР. - М.: ИПК Издательство стандартов, 2001.

19. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств = Rocks. General requirements for sampling and sample preparation for determination of collecting properties : Государственный стандарт Союза ССР : издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 27 февраля 1985 г. № 424 : введен впервые : дата введения 1986-07-01 / разработан Министерством геологии СССР, Министерством нефтяной промышленности, Министерством газовой промышленности. - М.: Издательство стандартов, 1985.

20. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением = Rocks. Method for determination of open porosity coefficient by fluid saturation : Государственный стандарт Союза ССР :

издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 27 февраля 1985 г. № 424 : введен впервые : дата введения 1986-07-01 / разработан Министерством геологии СССР, Министерством нефтяной промышленности, Министерством газовой промышленности. - М.: Издательство стандартов, 1985.

21. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации = Rocks. Method for determination of absolute gas permeability coefficient by stationary and non-stationary filtration : Государственный стандарт Союза ССР : издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 27 февраля 1985 г. № 424 : введен впервые : дата введения 1986-07-01 / разработан Министерством геологии СССР Министерством геологии СССР, Министерством нефтяной промышленности, Министерством газовой промышленности. - М.: Издательство стандартов, 1985.

22. ГОСТ 28985-91. Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии = Rocks. Method for determination of deformation characteristics under uniaxial compression : Межгосударственный стандарт : издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 24 апреля 1991 г. № 563 : введен впервые : дата введения 1992-07-01 / разработан Министерством угольной промышленности СССР, Академией наук СССР, Министерством геологии СССР, Академией наук УССР, Министерством по производству минеральных удобрений, Государственным комитетом СССР по народному образованию. - М.: ИПК Издательство стандартов, 1991.

23. ГОСТ 30629-2011. Материалы и изделия облицовочные из горных пород. Методы испытаний = Facing materials and products made of natural stone. Test methods : Межгосударственный стандарт : издание официальное : утвержден и введен в действие Межгосударственной научно-технической комиссией по стандартизации, техническому нормированию и оценке соответствия в строительстве (протокол № 39 от 8 декабря 2011 г.) : взамен ГОСТ 30629-99 : дата

введения 2012-10-01 / разработан Федеральным государственным унитарным предприятием «Научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт по проблемам добычи, транспорта и переработки минерального сырья в промышленности строительных материалов» (ФГУП «ВНИПИИстромсырье»). - М.: ФГУП Стандартиформ, 2011.

24. Грищенко, А.И. Моделирование процессов деформирования и разрушения керна при его извлечении с больших глубин / А.И. Грищенко, А.С. Семенов, Б.Е. Мельников // Записки Горного института. – 2021. – Т. 248. – С. 243-252. – DOI: 10.31897/PMI.2021.2.8.

25. Гудман, Р. Механика скальных пород / Р. Гудман. М.: Стройиздат. – 1987. – 232 с.

26. Дашко, Р.Э. Верхнекотлинские глины Санкт-Петербургского региона как основание и среда уникальных сооружений: инженерно-геологический и геотехнический анализ / Р.Э. Дашко, Г.А. Лохматиков // Записки Горного института. – 2022. – Т. 254. – С. 180-190. – DOI: 10.31897/PMI.2022.13.

27. Делия, С.В. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина / С.В. Делия, Л.А. Абукова, О.П. Абрамова, Л.А. Анисимов, С.Н. Попов, И.В. Воронцова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – №. 10. – С. 34-41.

28. Добрынин, В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М.: Недра. – 1970. – 239 с.

29. Евсеев, В.Д. О возможности использования эффекта П.А. Ребиндера при бурении скважин / В.Д. Евсеев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2010. – Т. 317, №. 1. – С. 165-169.

30. Евсеев, В.Д. Особенности разрушения горных пород при использовании различных буровых растворов : специальность 05.15.10 : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Евсеев Виктор Дмитриевич ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. Томск, 1997. - 38 с.

31. Евсеев, В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении горных пород / В.Д. Евсеев // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №. 11. – С. 38-40.
32. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Учеб. для вузов. 2-е изд / Ю.П. Желтов. - М.: Недра. – 1998. – 365 с.
33. Зуев, Б.Ю. Физическое моделирование нелинейных геомеханических процессов при разработке калийных месторождений / Б.Ю. Зуев, Р.С. Истомин, Е.П. Обожина // Горный журнал. – 2023. – № 5. – С. 75-80. – DOI: 10.17580/gzh.2023.05.11.
34. Игдавлетова, М. Влияние геолого-физических характеристик продуктивных пластов и свойств пластовых флюидов на выбор вытесняющего агента при заводнении / М. Игдавлетова, Т. Исмагилов, И. Ганиев, А. Телин // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2014. – №7-8. – С 18-25.
35. 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.
36. Ильницкая, Е.И. Свойства горных пород и методы их определения / Е.И. Ильницкая, Р.И. Тедер, Е.С. Ватолин, М.Ф. Кунтыш. – М.: Недра. – 1969. – 392 с.
37. Карев, В.И. Взаимовлияние деформационных и фильтрационных процессов в коллекторах нефтяных и газовых месторождений и создание новых технологий / В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко, Ю.В. Кулинич, С.А. Христианович // Тезисы доклада на VIII Всероссийском съезде по теоретической и прикладной механике. Пермь. – 2001. – С. 309-310.
38. Карев, В.И. Геомеханика нефтяных и газовых скважин / В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко // Вестник Нижегородского университета им. НИ Лобачевского. – 2011. – №. 4-2. – С. 448-450.

39. Карев, В.И. Зависимость проницаемости призабойной зоны пласта от депрессии и конструкции забоя для различных типов горных пород / В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко // Технологии ТЭК. – 2006. – № 6. – С. 59-63.

40. Карев, В.И. Исследование и прогнозирование устойчивости горных пород в горизонтальных скважинах баженовских отложений, бурящихся в условиях депрессии / В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко, В.Р. Негомедзянов, К.Н. Харламов // Технологии ТЭК. – 2004. – № 5. – С. 18-23.

41. Карев, В.И. Математическое и физическое моделирование разрушения горных пород в окрестности наклонно-направленных нефтяных и газовых скважин с учетом анизотропии упругих и прочностных свойств пород / В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко, К.Б. Устинов // Тезисы доклада на IX Всероссийском съезде по теоретической и прикладной механике. Нижний Новгород. 2006.

42. Карев, В.И. Определение деформационных и прочностных свойств горных пород применительно к баженовским отложениям / В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко, Ю.В. Кулинич, М.А. Прихно // Технологии ТЭК. 2005. – № 3. – С. 17-21.

43. Карманский, А.Т. Влияние влажности, вида напряженного состояния и скорости разрушения на физико-механические свойства горных пород / А.Т. Карманский, А.Н. Ставрогин // ФТПРПИ. – 1992. – №. 4. – С. 33-10.

44. Карманский, А.Т. Коллекторские свойства горных пород при изменении вида напряженного состояния / А.Т. Карманский // Записки Горного института. – 2009. – Т. 183. – С. 289-292.

45. Карманский, А.Т. Экспериментальное обоснование прочности и разрушения насыщенных осадочных горных пород : специальность 25.00.20 : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Карманский Александр Тимофеевич ; Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 2010. 37 с.

46. **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.

47. **Карманский, Д.А.** Лабораторное определение зависимости проницаемости глинизированных песчаников от эффективного давления / **Д.А. Карманский** // Актуальные проблемы недропользования : Тезисы докладов XX Всероссийской конференции-конкурса студентов выпускного курса и аспирантов, Санкт-Петербург, 02–06 декабря 2024 года. Том 1. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, 2025. – С. 21-23.

48. **Карманский, Д.А.** Лабораторные исследования по оценке механических свойств горных пород / **Д.А. Карманский** // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: Материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, Нижневартовск, 20 апреля 2017 года. Том 2. – Нижневартовск: Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 73-78.

49. **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.

50. **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.

51. **Карманский, Д.А.** Теоретическая и экспериментальная оценка влияния состава пластового флюида на его фильтрационные и упругие свойства / **Д.А. Карманский, А.А. Мальцев** // Физическое и математическое моделирование процессов в геосредах: Сборник материалов Третьей международной школы молодых ученых, Москва, 01–03 ноября 2017 года. – Москва: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского Российской академии наук, 2017. – С. 116-119.

52. Карташов, Ю.М. Прочность и деформируемость горных пород / Ю.М. Карташов, Б.В. Матвеев, Г.В. Михеев, А.Б. Фадеев. – М.: Недра. – 1979. – 269 с.
53. Карцев, А.А. Нефтепромысловая гидрогеология / А.А. Карцев, А.М. Никаноров. – М.: Недра, . – 983. – 197 с.
54. Кашников, Ю.А. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья / Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин. М.: Недра Бизнес-центр. – 2007. – 476 с.
55. Кашавцев, В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кашавцев., И.Т. Мищенко. – М.: Орбита-М. – 2004. – 432 с.
56. Климов, Д.М. Математическое и физическое моделирование разрушения горных пород при проходке наклонно направленных скважин / Д.М. Климов, В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко, К.Б. Устинов // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2006. – №. 5. – С. 22-27.
57. Климов, Д.М. Математическое и физическое моделирование устойчивости наклонных и горизонтальных скважин в анизотропных породах / Д.М. Климов, В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко, К.Б. Устинов // Препринт ИПМех РАН № 879. – 2008. – 24 с.
58. Климов, Д.М. Об устойчивости наклонных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин / Д.М. Климов, В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко, К.Б. Устинов . В Сб. Актуальные проблемы механики. Механика деформируемого твердого тела. – М.: Наука. – 2009. – С. 455-469.
59. Климов, Д.М. Определение прочностных характеристик пород Штокмановского ГКМ и оценка рисков выноса песка при его разработке / Д.М. Климов, Р.М. Тер-Саркисов, С.Е. Чигай, Ю.Ф. Коваленко, А.Е. Рыжов // Газовая промышленность. – 2010. – № 11.
60. Коваленко, Ю.Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин : специальность 01.02.04 : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора физико-математических наук / Коваленко Юрий Федорович ; Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН. Москва, 2012. 44 с.

61. Коврижных, А.М. Определение времени разрушения горных пород по деформационному критерию длительной прочности / А.М. Коврижных, В.Д. Барышников, А.П. Хмелинин // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2023. – № 6. – С. 42-51. – DOI: 10.15372/FTPRPI20230604.

62. Ковхуто, А.М. Особенности влияния техногенных геодинамических напряжений на свойства сложнопостроенных карбонатных коллекторов Припятского прогиба / А.М. Ковхуто, М.Ф. Кибаш, А.И. Зайцев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №2. – С. 70-73.

63. Кольчицкая, Т.Н. Влияние циклических режимов эксплуатации скважин на изменение состояния нефтегазовых пластов / Т.Н. Кольчицкая, Н.Н. Михайлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – №. 5. – С. 81-84.

64. Коршунов, В.А. Определение показателей паспорта прочности горных пород методом разрушения образцов сферическими инденторами / В.А. Коршунов, Ю.М. Карташов, В.А. Козлов // Записки Горного института. – 2010. – Т. 185. – С. 41-45.

65. Коршунов, В.А. Оценка сдвиговой прочности горных пород по трещинам на основе результатов испытаний образцов сферическими инденторами / В.А. Коршунов, А.А. Павлович, А.А. Бажуков // Записки Горного института. – 2023. – Т. 262. – С. 606-618. – DOI: 10.31897/PMI.2023.16.

66. Кузнецова, А.Н. Обоснование технологии заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов с использованием поверхностно-активных веществ : специальность 25.00.17 : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Кузнецова Александра Николаевна ; Санкт-Петербургский горный университет. Санкт-Петербург, 2019. 20 с.

67. Лукин, С.В. Расчет устойчивости ствола скважины для предотвращения осложнений при бурении / С.В. Лукин, С.В. Есипов, В.В. Жуков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 6. – С. 70-73.

68. Мальцев, А.А. Исследование взаимовлияния геохимических, геомеханических и фильтрационных процессов при разработке нефтяных

месторождений / А.А. Мальцев, **Д.А. Карманский** // Новые технологии - нефтегазовому региону: Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Тюмень, 24–28 апреля 2017 года. Том II. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 111-114.

69. Мальцев, А.А. Обоснование взаимосвязи процессов геохимии и геомеханики, их влияние на моделирование процесса разработки нефтяных месторождений / А.А. Мальцев, **Д.А. Карманский** // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс: сборник научных трудов XI Международного научно-технического конгресса студенческого отделения общества инженеров-нефтяников - Society of Petroleum Engineers (SPE), Тюмень, 24–27 мая 2017 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 34-35.

70. Мальцев, А.А. Оценка влияния эффекта пороупругости при добыче нефти на основе результатов исследований ядра месторождений АО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз" / А.А. Мальцев, **Д.А. Карманский**, В.С. Федосеев, П.М. Дрофа // РРОнефть. Профессионально о нефти. – 2018. – № 1(7). – С. 44-48. – DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-44-48.

71. Мирзаджанзаде, А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – М.: Недра. – 1992. – 271 с.

72. Митяев, М.Ю. Расчет направлений осей максимальных напряжений по данным гидроразрыва пласта / М.Ю. Митяев, Б.В. Белозеров, С.В. Лукин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 70-71.

73. Михайлов, Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта / Н.Н. Михайлов. – М.: МАКС Пресс. – 2008. – Том 1. – 448 с.

74. Михайлов, Н.Н. Экспериментальные и теоретические исследования влияния механохимических эффектов на фильтрационно-емкостные, упругие и прочностные свойства пород-коллекторов / Н.Н. Михайлов, С.Н. Попов // Электронный научный журнал Георесурсы, геоэнергетика, геополитика, Институт проблем нефти и газа РАН. – 2015. – № 1(11).

75. Михеева, Е.В. Определение поверхностного натяжения. Расчет молекулярных характеристик исследуемого ПАВ: методические указания к выполнению лабораторных работ по дисциплинам «Поверхностные явления и дисперсные системы» и «Коллоидная химия» / Е.В. Михеева, Л.С. Анисимова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2009. – 24 с.

76. Муляк, В.В. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В.В. Муляк, В.Д. Порошин, Ю.П. Гаттенбергер, Л.А. Абукова, О.И. Леухина. – М.: ГЕОС. – 2007. – 245 с.

77. Николаевский, В.Н. Механика насыщенных пористых сред / В.Н. Николаевский, К.С. Басниев, А.Т. Горбунов, Г.А. Зотов – М.: Недра, 1970. – 339 с.

78. Орлов, Д.М. Использование метода нестационарной фильтрации для оценки влияния скорости фильтрации на относительные фазовые проницаемости / Д.М. Орлов, А.П. Федосеев, Н.В. Савченко [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2015. – № 3(23). – С. 8-14. .

79. Осипов, Ю.В. Исследование реологических свойств горных пород в экспериментах по ступенчатому нагружению цилиндрических образцов / Ю.В. Осипов, А.С. Вознесенский // Прикладная механика и техническая физика. – 2022. – Т. 63. – №. 2. – С. 197-206. – DOI: 10.15372/ PMTF20220219.

80. ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях : Отраслевой стандарт : Издание официальное : Утвержден и введен Приказом Министерства нефтяной промышленности от 07.04.1986 г. № 197: дата введения 01.01.1987. – 18 с.

81. ОСТ 39-235-89 Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации : Отраслевой стандарт : Издание официальное : Утвержден и введен Приказом Министерства нефтяной промышленности от 06.02.1989 Г. № 100: дата введения 01.07.1989. – 36 с.

82. Павлова, Н.Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород / Н.Н. Павлова. – М.: Недра. – 1975. – 240 с.

83. Павлович, А.А. Определение прочностных свойств отвальной массы для оценки устойчивости откосов отвалов / А.А. Павлович, А.Ю. Хорева // Горный журнал. — 2023. — № 5. — С. 55—61. DOI: 10.17580/gzh.2023.05.08.

84. Патент №2167293 Российская Федерация, МПК E21C 37/02. Способ разрушения горных пород. Заявка №2000105728/03: заявл. 07.03.2000: опубл. 20.05.2001 / Н.Г. Кю, А.М. Фрейдин, О.И. Чернов; заявитель/патентообладатель Институт горного дела-научно-исследовательское учреждение СО РАН. – 8 с.

85. Патент №2187804 Российская Федерация, МПК G01N 33/38 (2000.01). Способ определения водонепроницаемости цементных материалов. Заявка №2001105892/03: заявл. 05.03.2001: опубл. 20.08.2002 / А.И. Марков; заявитель/патентообладатель Государственное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений». – 10 с.

86. Патент №2235322 Российская Федерация, МПК G01N 33/38, 3/00. Способ определения трещиностойкости бетона. Заявка №2002122529/03: заявл. 19.08.2002: опубл. 27.08.2004 / С.М. Антипов, В.П. Попов; заявитель/патентообладатель Антипов С.М., Попов В.П. – 12 с.

87. Патент №2655685 Российская Федерация, МПК C09K 8/584 (2006.01); СПК C09K 8/584 (2017.08), Y10S 507/935 (2017.08), Y10S 507/936 (2017.08). Состав для вытеснения для закачки в глинизированный нефтяной пласт. Заявка №2017118705: заявл. 29.05.2017: опубл. 29.05.2018 / А.Н. Кузнецова, М.К. Рогачев, С.Я. Нелькенбаум, К.С. Нелькенбаум; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет», ООО «Синтез ТНП». – 7 с.

88. 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.

89. 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.

90. Пеньков, Г.М. Моделирование притока в сложнопостроенных пластах Западной Сибири / Г.М. Пеньков, **Д.А. Карманский** // Проблемы недропользования. Международный форму-конкурс молодых ученых 18-20 апреля 2018 года. С-Пб: сборник научных трудов. Часть II. – С-Пб.: Санкт-Петербургский горный университет. – 2018. – С. 214-215.

91. Петраков, Д.Г. Определение длительной прочности при сжатии горных пород нагружением образцов сферическими инденторами / Д.Г. Петраков, В.А. Коршунов, А.Н. Шоков, **Д.А. Карманский** // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2025. – №11-1. – С. 38-56. – DOI: 10.25018/0236_1493_2025_111_0_38.

92. Петраков, Д.Г. Экспериментальное исследование влияния горного давления на проницаемость песчаника / Д.Г. Петраков, Г.М. Пеньков, А.Б. Золотухин // Записки Горного института. – 2022. – Т.254. – С.244-251. – DOI:10.31897/PMI.2022.24.

93. Попов, С.Н. Влияние деформаций коллекторов трещинно-порового типа на дебит скважин газоконденсатных месторождений : специальность 25.00.16 : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Попов Сергей Николаевич ; Горный институт УрО РАН. Пермь, 2007. 25 с.

94. Поспелова, Т.А. Исследование напряженно-деформированного состояния нефтяных пластов и обоснование методики информационного обеспечения на

разных стадиях их разработки : специальность 25.00.17 : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Пospelова Татьяна Анатольевна ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. Тюмень, 2006. - 22 с.

95. Протодьяконов, М.М. Обобщенное уравнение огибающих к предельным кругам напряжений Мора / М.М. Протодьяконов // Исследование физико-механических свойств горных пород применительно к задачам управления горным давлением. М.: Изд-во Академии наук СССР. – 1962. – С. 82-89.

96. Ребиндер, П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Физико-химическая механика / П.А. Ребиндер // Избранные труды. – М.: Наука. – 1979. – 384 с.

97. Ребиндер, П.А. Поверхностные явления в твердых телах в процессах их деформации и разрушения / П.А. Ребиндер, Е.Д. Щукин // Успехи физических наук. – 1972. – Т. 108, Вып. 1. – С.3-42.

98. Ребиндер, П.А. Понижители твердости в бурении. Физико-химический метод облегчения механического разрушения твердых горных пород при бурении / П.А. Ребиндер, Л.А. Шрейнер, К.Ф. Жигач. – М.-Л.: Изд-во АН СССР. – 1944. – 201 с.

99. Ребиндер, П.А. Применение понижителей твердости для повышения скоростей бурения на нефть в твердых породах Восточных месторождений / П.А. Ребиндер, Л.А. Шрейнер, К.Ф. Жигач // Нефтяная промышленность СССР. – 1940. – № 5. – с. 54.

100. Ребиндер, П.А. Физико-химический метод ускорения бурения твердых пород с помощью добавок, понижителей твердости к промывным водам / П.А. Ребиндер, Л.А. Шрейнер // Горный журнал. – 1938. – № 8-9. – С.16.

101. Терцаги, К. Теория механики грунтов / К. Терцаги. – М.: Госстройиздат. – 1961. – 507 с.

102. Титов, Б.В. Исследование и разработка метода определения длительной прочности соляных горных пород при сжатии : специальность 05.15.11 : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических

наук / Титов Борис Васильевич. – Березники: ВНИИГ, Уральский филиал, 1983. – 18 с.

103. ТУ 218 РСФСР 601-88. Смеси битумноминеральные открытые для устройства макрошероховатых слоев дорожных покрытий. Минавтодор РСФСР. – ЦБНТИ, М.. – 1990. – 27 с.

104. Ударцев, А.А. Изучение характера деформирования сильвинита в условиях одноосного сжатия при различных режимах нагружения / А.А. Ударцев, И.Л. Паньков // Горное эхо. – 2022. – №. 4. – С. 54-59. – DOI: 10.7242/echo.2022.4.9.

105. Уолкотт, Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Д. Уолкотт. – М.: Schlumberger ЮКОС. – 2001 г. – 144 с.

106. Фисенко, Г.Л. Предельное состояние горных пород вокруг выработок / Г.Л. Фисенко. – М.: Недра, 1976. – 272 с.

107. Ханин, А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. – Издательство Недра. – 1969 г. – 368 с.

108. Хасанов, М.М. Геомеханическое моделирование для решения задачи ограничения пескопроявления / М.М. Хасанов В.В. Жуков, Ю.В. Овчаренко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 48-51.

109. Христианович, С.А. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта / С.А. Христианович, Ю.П. Желтов // Изв. АН СССР. ОТН. – 1955. – № 5. – С. 3–41.

110. Чжао, Х. Характеристики разрушения при сдвиговой ползучести мягких трещиноватых пород / Х. Чжао, Х. Ван, Ш. Лю [и др.] // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2024. – № 5. – С. 61-72. – DOI: 10.15372/FTPRPI20240506.

111. Шкуратник, В.Л. Экспериментальное исследование зависимостей акустико-эмиссионных и реологических характеристик каменной соли от напряжений и температуры / В.Л. Шкуратник, О.С. Кравченко, Ю.Л. Филимонов // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2019. – №. 4. – С. 20-26. – DOI: 10.15372/FTPRPI20190403.

112. Юшков, И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб.-метод. пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин.

– Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета. – 2013. – 177 с.

113. Ягодкин, Г.И. Прочность и деформируемость горных пород в процессе их нагружения / Г.И. Ягодкин, М.П. Мохначев, М.Ф. Кунтыш. – М.: Наука. – 1971. – 148 с.

114. Якубовский, М.М. Обоснование эффективности применения фрезерных комбайнов селективной выемки для разработки угольных месторождений в условиях низких температур / М.М. Якубовский, Е.А. Михайлова, А.А. Бажуков // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2021. – № 10. – С. 42–57. – DOI: 10.25018/0236_1493_2021_10_0_42.

115. Aghajanzadeh, M. Estimating time-to-failure and long-term strength of rocks based on creep strain rate model / M. Aghajanzadeh et al. // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2024. – pp. 1-17. – DOI: 10.1007/s00603-024-04088-x.

116. Bieniawski, Z.T. Suggested methods for determining the uniaxial compressive strength and deformability of rock materials: Part 1. Suggested method for determining deformability of rock materials in uniaxial compression / Z.T. Bieniawski, M.J. Bernede // International journal of rock mechanics and mining sciences & geomechanics abstracts. – Pergamon. – 1979. – Vol. 16, №. 2. – pp. 138-140. – DOI: 10.1016/0148-9062(79)91451-7.

117. Bieniawski, Z.T. The mechanism of brittle fracture of rock, parts I, II, III. / Z.T. Bieniawski // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 1967. – Vol. 4. – pp. 396-435.

118. Bieniawski, Z.T. The point-load test in geotechnical practice / Z.T. Bieniawski // Engineering geology. – 1975. – Vol. 9, №. 1. – pp. 1-11. – DOI: 10.1016/0013-7952(75)90024-1.

119. Broch, E. The point-load strength test / E. Broch, J.A. Franklin // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. – Pergamon. – 1972. – Vol. 9, №. 6. – pp. 669-676. – DOI: 10.1016/0148-9062(72)90030-7.

120. Cook, J. Rocks matter: ground truth in geomechanics / J. Cook et al. // Oilfield review. – 2007. – Vol. 19, №. 3. – pp. 36-55.

121. Dowla, N. Laboratory investigation of saturation effect on mechanical properties of rocks / N. Dowla et al. // SPWLA Annual Logging Symposium. – SPWLA. – 1990. – pp. SPWLA-1990-EE.

122. Fjar, E. Petroleum Related Rock Mechanics / E. Fjar, R.M. Holt, P. Horsrud et al. – Elsevier. – 2008. – Vol. 53, 2nd Ed. – 492 p.

123. Guha Roy, D. Effect of water saturation on the fracture and mechanical properties of sedimentary rocks / D. Guha Roy et al. // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2017. – Vol. 50. – pp. 2585-2600. – DOI: 10.1007/s00603-017-1253-8.

124. Guzev, M.A. Experimental investigation of the change of elastic moduli of clastic rocks under nonlinear loading / M.A. Guzev et al. // International Journal of Engineering. – 2021. – Vol. 34, №. 3. – pp. 750-755. – DOI:10.5829/ije.2021.34.03c.21.

125. He, J. A new method to determine Biot's coefficients of Bakken samples / J. He, Z. Rui, K. Ling // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Vol. 35. – pp. 259-264. – DOI: 10.1016/j.jngse.2016.08.061.

126. Hou, R. Creep behavior and long-term strength characteristics of pre-peak damaged sandstone under conventional triaxial compression / R. Hou et al. // Scientific Reports. – 2023. – Vol. 13, №. 1. – p. 3850. – DOI: 10.1038/s41598-023-31028-6.

127. Karasev, M.A. Analysis of shaft lining stress state in anhydrite-rock salt transition zone / M.A. Karasev et al. // Rudarsko-geološko-naftni zbornik. – 2022. – Vol. 37, №. 1. – pp. 151-162. – DOI: 10.17794/rgn.2022.1.13.

128. **Karmanskiy, D.** Theoretical and Experimental Evaluation of Formation Fluid Composition Influence on Filtration and Elastic Properties of Porous Media / **D. Karmanskiy, A. Maltsev** // Springer Geology. – 2018. – pp. 84-89. – DOI: 10.1007/978-3-319-77788-7_10.

129. Kim, E. Effect of water saturation and loading rate on the mechanical properties of Red and Buff Sandstones / E. Kim, H. Changani // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2016. – T. 88. – pp. 23-28. – DOI: 10.1016/j.ijrmms.2016.07.005.

130. Kovari, K. Suggested methods for determining the strength of rock materials in triaxial compression: revised version / K. Kovari et al. // *Intl J of Rock Mech & Mining Sci & Geomechanic Abs.* – 1983. – Vol. 20, №. 6. – pp. 285-290. – DOI: 10.1016/0148-9062(83)90598-3.

131. Kozhevnikov, E.V. Effect of effective pressure on the permeability of rocks based on well testing results / E.V. Kozhevnikov et al. // *Energies.* – 2021. – Vol. 14, №. 8. – p. 2306. – DOI: 10.3390/en14082306.

132. Li, M. Nonlinear effective pressure law for permeability / M. Li et al. // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth.* – 2014. – Vol. 119, №. 1. – pp. 302-318. – DOI: 10.1002/2013JB010485.

133. Li, T. Experimental study on strength properties, fracture patterns, and permeability behaviors of sandstone containing two filled fissures under triaxial compression / T. Li et al. // *Bulletin of Engineering Geology and the Environment.* – 2021. – Vol. 80, №. 7. – pp. 5921-5938. – DOI: 10.1007/s10064-021-02286-3.

134. Lin, H. Experimental study on borehole size effect and prediction of breakout initiation stress / H. Lin et al. // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences.* – 2021. – Vol. 142. – p. 104762. – DOI: 10.1016/j.ijrmms.2021.104762.

135. Lin, S. Experimental investigation of water saturation effects on Barnett Shale's geomechanical behaviors / S. Lin, B. Lai // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition.* – SPE. – 2013. – p. D031S038R001. – DOI: 10.2118/166234-MS.

136. Ling, K. Fractional flow in radial flow systems: a study for peripheral waterflood / K. Ling // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology.* – 2016. – Vol. 6. – pp. 441-450. – DOI: 10.1007/s13202-015-0197-3.

137. Liu, Q. et al. Effect of displacement pressure on oil–water relative permeability for extra-low-permeability reservoirs / Q. Liu et al. // *ACS omega.* – 2021. – Vol. 6, №. 4. – pp. 2749-2758. – DOI: 10.1021/acsomega.0c04987.

138. Nermoen, A. Measuring the Biot stress coefficient and its implications on the Effective Stress Estimate / A. Nermoen et al. // *ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium.* – ARMA, 2013. – p. ARMA-2013-282.

139. Nyungu, D. Time-dependent tensile strengths of Bushveld Complex rocks and implications for rock failure around mining excavations / D. Nyungu, T.R. Stacey // *Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*. – 2014. – Vol. 114, №. 10. – p. 765-772.

140. Penkov, G.M. Simulation of a fluid influx in complex reservoirs of Western Siberia / G.M. Penkov, **D.A. Karmansky**, D.G. Petrakov // *Topical Issues of Rational Use of Natural Resources - Proceedings Of The International Forum-Contest of Young Researchers, 2018 : Proceedings of the International Forum-Contest of Young Researchers, St. Petersburg, 18–20 April 2018. – St. Petersburg. – 2019. – pp. 119-124. – DOI: 10.1201/9780429398063.*

141. 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. – pp. 2502-2510. – DOI: 10.5829/ije.2025.38.11b.03.

142. Rybacki, E. What controls the mechanical properties of shale rocks?–Part I: Strength and Young's modulus / E. Rybacki et al. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2015. – Vol. 135. – pp. 702-722. – DOI: 10.1016/j.petrol.2015.10.028. .

143. Shabarov, A.N. Assessing the zones of tectonic fault influence on dynamic rock pressure manifestation at Khibiny deposits of apatite-nepheline ores / A.N. Shabarov, A.D. Kuranov, V.A. Kiselev // *Eurasian Mining*. – 2021. – Vol. 36, №. 2. – pp. 3-7. – DOI: 10.17580/em.2021.02.01.

144. Verbilo, P. Experimental and numerical research of jointed rock mass anisotropy in a three-dimensional stress field / P. Verbilo et al. // *Rudarsko-geološko-naftni zbornik*. – 2022. – Vol. 37, №. 2. – pp. 109-122. – DOI: 10.17794/rgn.2022.2.10.

145. Wang, J. Nonlinear creep model of salt rock used for displacement prediction of salt cavern gas storage / J. Wang et al. // *Journal of Energy Storage*. – 2022. – Vol. 48. – p. 103951. – DOI: 10.1016/j.est.2021.103951.

146. Wang, Z. Time-dependent behavior of rough discontinuities under shearing conditions / Z. Wang et al. // *Journal of Geophysics and Engineering*. – 2018. – Vol. 15, №. 1. – pp. 51-61. – DOI: 10.1088/1742-2140/aa83e9.

147. Yu, J. Triaxial test research on mechanical properties and permeability of sandstone with a single joint filled with gypsum / J. Yu et al. // *KSCE Journal of Civil Engineering*. – 2016. – Vol. 20, №. 6. – pp. 2243-2252. – DOI: 10.1007/s12205-015-1663-7.

148. Zafar, S. Energy budget of brittle fracturing in granite under stress relaxation and creep / S. Zafar, A. Hedayat, O. Moradian // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. – 2024. – Vol. 57, №. 2. – pp. 921-943. – DOI: 10.1007/s00603-023-03593-9.

149. Zha, E. Long-term mechanical and acoustic emission characteristics of creep in deeply buried jinping marble considering excavation disturbance / E. Zha et al. // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2021. – Vol. 139. – p. 104603. – DOI: 10.1016/j.ijrmms.2020.104603.

150. Zhao, K. Effect of water content on the failure pattern and acoustic emission characteristics of red sandstone / K. Zhao et al. // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2021. – Vol. 142. – p. 104709. – DOI: 10.1016/j.ijrmms.2021.104709.

151. Zoback, M.D. *Reservoir Geomechanics* / M.D. Zoback. – UK, Cambridge: Cambridge University Press. – 2007. – 505 p. – DOI: 10.1017/CBO9780511586477.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Патент на изобретение № 2676046

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2676046

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЧНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД В ВОДОНАСЫЩЕННОМ СОСТОЯНИИ

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" (RU)*

Авторы: *Бажуков Александр Алексеевич (RU), Бычин Андрей Константинович (RU), Карманский Даниил Александрович (RU), Коршунов Владимир Алексеевич (RU), Петраков Дмитрий Геннадьевич (RU)*

Заявка № 2018105190

Приоритет изобретения 12 февраля 2018 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 25 декабря 2018 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 12 февраля 2038 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

(19) **RU** (11) **2 676 046**⁽¹³⁾ **C1**(51) МПК
E21C 39/00 (2006.01)
G01N 3/12 (2006.01)ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21C 39/00 (2018.08); *G01N 3/12* (2018.08)

(21)(22) Заявка: 2018105190, 12.02.2018

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
12.02.2018Дата регистрации:
25.12.2018Приоритет(ы):
(22) Дата подачи заявки: 12.02.2018

(45) Опубликовано: 25.12.2018 Бюл. № 36

Адрес для переписки:
199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования "Санкт-Петербургский горный
университет", отдел интеллектуальной
собственности и трансфера технологий (отдел
ИС и ТТ)

(72) Автор(ы):

Бажуков Александр Алексеевич (RU),
Бычин Андрей Константинович (RU),
Карманский Даниил Александрович (RU),
Коршунов Владимир Алексеевич (RU),
Петраков Дмитрий Геннадьевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования "Санкт-Петербургский горный
университет" (RU)(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2435955 C1, 10.12.2011. RU
2521116 C1, 27.06.2014. RU 2447284 C2,
10.04.2012. UA 52342 U, 25.08.2010.

(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЧНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД В ВОДОНАСЫЩЕННОМ СОСТОЯНИИ

(57) Реферат:

Изобретение относится к физико-механическим испытаниям скальных и полускальных горных пород, имеющих хрупкий характер разрушения, и может быть использовано для оценки их водопрочности при инженерно-геологических изысканиях. Сущность изобретения заключается в следующем. Нагружают высушенные до постоянной массы образцы стальными встречными сферическими инденторами по одному из двух взаимно перпендикулярных направлений до формирования продольных трещин и раскалывания на две части. Собирают из обломков составные образцы, помещают их в емкость с жидкостью, в качестве которой используют воду, и нагружают в ней сферическими инденторами до формирования продольных трещин в направлениях,

перпендикулярных первоначальным трещинам, в режиме ступенчатого приложения нагрузки с частичными разгрузками до уровня, достигнутого на предыдущем уровне нагрузки. В образцах фиксируют разрушающую нагрузку и измеряют площадь поверхности трещин. Определяют частные значения растягивающего напряжения разрыва образцов, средние значения предела прочности на растяжение при раскалывании высушенных и водонасыщенных образцов и снижение предела прочности на растяжение при раскалывании в водонасыщенном состоянии во взаимно перпендикулярных направлениях по формулам. Технический результат: сокращение длительности определения прочности образцов, повышение информативности испытаний. 2 табл., 2 ил.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Патент на изобретение № 2848529

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2848529

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРЕДЕЛА ДЛИТЕЛЬНОЙ ПРОЧНОСТИ ПРИ ОДНООСНОМ СЖАТИИ ГОРНЫХ ПОРОД

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II" (RU)*

Авторы: *Петраков Дмитрий Геннадьевич (RU), Карманский Даниил Александрович (RU), Коршунов Владимир Алексеевич (RU), Шоков Анатолий Николаевич (RU)*

Заявка № 2025108896

Приоритет изобретения **10 апреля 2025 г.**

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **21 октября 2025 г.**

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **10 апреля 2045 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*



документ подписан электронной подписью
Сертификат 00a570e4f7ad08d531b4b8818e75f29506
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 04.09.2025 по 26.11.2026

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

(19) **RU** (11)**2 848 529**⁽¹³⁾ **C1**

(51) МПК
E21C 39/00 (2006.01)
G01N 3/08 (2006.01)
G01N 33/24 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21C 39/00 (2025.08); G01N 3/08 (2025.08); G01N 33/24 (2025.08)

(21)(22) Заявка: 2025108896, 10.04.2025

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
10.04.2025

Дата регистрации:
21.10.2025

Приоритет(ы):
 (22) Дата подачи заявки: 10.04.2025

(45) Опубликовано: 21.10.2025 Бюл. № 30

Адрес для переписки:
 199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
 ФГБОУ ВО "СПГУ", Патентно-лицензионный
 отдел

(72) Автор(ы):

Петраков Дмитрий Геннадьевич (RU),
 Карманский Даниил Александрович (RU),
 Коршунов Владимир Алексеевич (RU),
 Шоков Анатолий Николаевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Федеральное государственное бюджетное
 образовательное учреждение высшего
 образования "Санкт-Петербургский горный
 университет императрицы Екатерины II"
 (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
 о поиске: RU 2521116 C1, 27.06.2014. SU 968165
 A1, 23.10.1982. RU 2435955 C1, 10.12.2011. RU
 2684536 C1, 09.04.2019. CN 101819111 A,
 01.09.2010. CN 116046578 A, 02.05.2023.

(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРЕДЕЛА ДЛИТЕЛЬНОЙ ПРОЧНОСТИ ПРИ ОДНООСНОМ СЖАТИИ ГОРНЫХ ПОРОД

(57) Реферат:

Изобретение относится к механическим испытаниям скальных и полускальных горных пород, имеющих хрупкий характер разрушения, и может быть использовано при инженерно-геологических изысканиях. Изобретение представляет способ определения предела длительной прочности при одноосном сжатии горных пород, включающий приложение к образцу возрастающей сжимающей нагрузки, измерение нагрузки и деформации, по изменению которых судят о пределе длительной прочности: устанавливают монолитный образец в нагрузочном устройстве между двумя встречно направленными сферическими инденторами и равномерно с постоянной скоростью нагружения не более 20 Н/с до разрушения образца разрывом по поверхности трещины, которая проходит через ось нагружения и фиксируют разрушающую силу P ; затем из обломков собирают составной образец, при этом обеспечивают плотное

прилегание обломков вдоль поверхности трещины отрыва, на поверхности которой, измеряют во взаимно перпендикулярных направлениях параметры остаточной деформации, которая соответствует зонам интенсивной трещиноватости под каждым из сферических инденторов в момент разрушения образца; определяют фактическую площадь поверхностей зон интенсивной трещиноватости породы под обоими сферическими инденторами; выбирают большее из значений площади поверхностей зон интенсивной трещиноватости, далее по значениям разрушающей силы P и площади поверхности зоны F определяют среднее сжимающее напряжение вдоль поверхности большей из зон интенсивной трещиноватости породы под сферическими инденторами. В качестве предела длительной прочности при одноосном сжатии $\sigma_{длит}$ принимают среднее

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Акт внедрения



191187,
г. Санкт-Петербург,
линия 18-ая В.О., д. 29, литера Ж, помещ. 2-Н
+7 (812) 777-70-12
info@lncm-eng.ru

ООО «ЛНХМ-ИНЖИНИРИНГ»
LLC "LNCM-ENGINEERING"
ИНН 7841092612
КПП 784101001
ОГРН 1217800015168

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ООО «ЛНХМ-инжиниринг»
Корнеев М.А.



« 14 » 10 2025 г.

АКТ

о внедрении (использовании) результатов диссертационного исследования

Карманского Даниила Александровича

на тему «Оценка физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород порового типа с глинистым цементом при разработке месторождений нефти», представленного на соискание ученой степени кандидата технических наук по научной специальности

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Рабочая комиссия в составе:

Председатель: заместитель генерального директора, Светов Андрей Александрович;

Члены комиссии: руководитель технологического отдела, к.т.н. Абсаттаров Артур Ильдарович; руководитель направления по работе с предприятиями добычи и переработки нефти, Чернышев Андрей Владимирович.



составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «Оценка физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород порового типа с глинистым цементом при разработке месторождений нефти», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, использованы в деятельности ООО «ЛНХМ-инжиниринг» в виде:

- разработки программ повышения эффективности деятельности компании;
- разработки технической документации компании;
- создания методик анализа рисков в области экологической безопасности при разработке месторождений за счет уменьшения оседания поверхности;
- повышения эффективности разработки месторождений за счет своевременного ввода в эксплуатацию систем поддержания пластового давления, отслеживания расположения фронта вытеснения нефти водой, а также использования систем нагнетательных скважин для управления фильтрационными потоками с целью сохранения естественной проницаемости пласта;
- использования методики проведения исследований физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств образцов терригенных горных пород;
- использования данных лабораторных исследований в компьютерном моделировании;
- использования диссертационных исследований для создания научно обоснованной базы для принятия управленческих и проектных решений.

Диссертация Карманского Даниила Александровича посвящена актуальной проблеме повышения эффективности разработки нефтяных месторождений с терригенными коллекторами порового типа с глинистым цементом. В диссертационной работе сформулированы и решены задачи:


- исследование влияния состава и вида флюида на прочностные, деформационные и фильтрационные характеристики терригенных пород-коллекторов;
- 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;
- разработка рекомендаций по внедрению результатов исследований.



Использование указанных результатов позволяет повысить точность моделирования процессов геолого-технических мероприятий (гидроразрыв пласта, бурение боковых стволов, ремонтно-изоляционные работы) на различных стадиях разработки месторождений нефти за счет использования установленных автором зависимостей физико-механических и фильтрационных свойств горных пород от водонасыщенности, а также позволяет повысить качество предоставляемых услуг в области деятельности компании ООО «ЛНХМ-инжиниринг».

Председатель комиссии:

Заместитель генерального
директора

 Светов А.А.

Члены комиссии:

Руководитель
технологического отдела, к.т.н.

 Абсатгаров А.И.

Руководитель направления по
работе с предприятиями
добычи и переработки нефти

 Чернышев А.В.

