

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

На правах рукописи

Пеньков Григорий Михайлович



ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ
ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫРАБОТКИ
ЗАПАСОВ 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 – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА ФЛЮИДА ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ	11
1.1 Основные законы фильтрации флюида	11
1.2 Установившееся движение несжимаемой жидкости.....	16
1.3 Неустановившееся движение несжимаемой жидкости.....	17
1.4 Моделирование притока для различных геологических условий	21
1.5 Моделирование притока с учетом напряженно-деформированного состояния.....	27
1.6 Выводы по главе 1	60
ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ	62
2.1 Методика подготовки образцов к испытаниям.....	62
2.2 Методика проведения испытаний при одноосном сжатии	65
2.3 Методика проведения лабораторных исследований физико-механических свойств горных пород неправильной формы	69
2.4 Методика моделирования процесса течения жидкости	72
2.5 Методика определения основных ФЕС породы	77
2.6 Выводы по главе 2.....	77
ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНОЙ ПОРОДЫ	79
3.1 Измерение пористости и проницаемости образцов горной породы.....	79
3.2 Определение физико-механических свойств образцов горной породы....	85
3.3 Проведение фильтрационных испытаний на установке трехосного сжатия	90
3.4 Выводы по главе 3.....	114
ГЛАВА 4 ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ В ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ	117

Выводы по главе 4.....	132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	134
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	137
ПРИЛОЖЕНИЕ А АКТ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ В УЧЕБНЫЙ ПРОЦЕСС	151
ПРИЛОЖЕНИЕ Б СПРАВКА О РЕЗУЛЬТАТАХ ВНЕДРЕНИЯ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ В ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ	152

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

Большинство месторождений нефти и газа в России приурочены к сложнопостроенным коллекторам, поэтому существует необходимость более детального моделирования пластовой системы и всех процессов, протекающих в ней. В настоящее время разработка и доработка нефтяных и газовых месторождений невозможны без предварительного моделирования. Это связано с возрастанием сложности разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов и необходимостью применения современных высокотехнологичных методов.

Моделирование процесса течения жидкости в поровом пространстве – это важный этап при построении гидродинамической модели месторождения. Данный процесс зависит от многих факторов, в том числе и от напряженно-деформированного состояния горной породы. Несмотря на то, что в современный гидродинамический симулятор заложено большое количество моделей, позволяющих моделировать практически любой процесс, происходящий в пласте, стволе скважине и призабойной зоне пласта, модель, описывающая поведение напряженно-деформированное состояние пласта, недостаточно точно интерпретирует его. Учет влияния напряженно-деформированного состояния на процесс фильтрации жидкости через породу позволит более детально спрогнозировать значение дебита скважины, а также значение накопленной добычи флюида в целом по месторождению.

Степень разработанности темы

Существенный вклад в изучение и развитие теории влияния напряженно-деформированного состояния пласта на процесс фильтрации флюида базируется на работах отечественных ученых (Ентов В.М., Николаевский В.Н., Кочин Н.Е., Кибель И.А., Седов Л.И., Басниев К.С., Желтов Ю.В., Баренблатт Г.И и др.) и работах зарубежных ученых (Muskat M, Matthews C., E.Fjaer., R.M. Holt., P. Horsburg., A.M. Raaen., R. Risnes., F.Civan., M.D. Zoback и др.).

Большинство работ не учитывали влияние напряженно-деформированного состояния терригенных пород-коллекторов на течение жидкости в поровом пространстве в сложных горно- и гидрогеологических условиях.

Цель работы

Повышение эффективности извлечения нефти из порово-трещиноватых терригенных пород-коллекторов при техногенном изменении их напряженно-деформированного состояния.

Идея работы

Поставленная цель достигается путем учета изменения фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов порово-трещиноватого типа в зависимости от их напряженно-деформированного состояния на различных стадиях разработки нефтяного месторождения.

Для достижения цели необходимо решить следующие **задачи**:

1.Выполнить анализ литературных источников и патентных материалов по теме влияния напряженно-деформированного состояния горного массива и параметров, характеризующих данное состояние, на процесс разработки месторождений нефти.

2.Разработать методику, позволяющую наиболее детально приблизить условия залегания терригенных пород-коллекторов в ходе лабораторных исследований.

3.Исследовать физико-механические и фильтрационно-емкостные свойства испытываемых терригенных образцов породы-коллектора и исследовать влияние параметров, характеризующих напряженно-деформированное состояние горного массива, на проницаемость терригенной горной породы.

4.Смоделировать в гидродинамическом симуляторе процесс течения жидкости в поровом пространстве терригенной породы и оценить потенциальное влияние предложенной методики исследований.

5. Разработать рекомендации по применению предложенной методики, учитывающей напряженно-деформированное состояние терригенной породы-коллектора.

Объект исследования

Терригенные глинистые породы-коллектора порово-трещиноватого типа нефтяных месторождений.

Предмет исследования

Физико-механические и фильтрационно-емкостные свойства объекта исследования при техногенном изменении его напряженно-деформированного состояния в процессе разработки месторождения.

Научная новизна

1. Установлен механизм влияния эффективного напряжения и пластических деформаций на проницаемость в терригенных породах-коллекторах, вследствие воздействия которых происходит разрушение порового пространства и переупаковка зерен скелета пород, которые в свою очередь вызывают необратимое и нелинейное снижение проницаемости в терригенных породах-коллекторах на 10-19%.

2. Установлена зависимость проницаемости породы коллектора от эффективного напряжения, которая позволяет оценить степень влияния на изменение объема добычи нефти при гидродинамическом моделировании процессов разработки месторождения нефти.

3. Доказана целесообразность использования установленной зависимости проницаемости терригенной породы-коллектора от эффективного напряжения при гидродинамическом моделировании с целью оценки эффективности реализации проектных решений, корректировка которых осуществляется в том числе и путем контроля изменения эффективного напряжения в пласте-коллекторе на разных стадиях разработки месторождения нефти.

Защищаемые научные положения

1. При разработке месторождения нефти рекомендуется учитывать динамику изменения физико-механических и фильтрационно-ёмкостных свойств терригенной породы-коллектора с учетом зависимости проницаемости пласта от эффективного напряжения и от прочностных характеристик пород-коллекторов на различных стадиях разработки.

2. Использование установленных зависимостей проницаемости терригенной породы-коллектора от эффективного напряжения рекомендуется для построения гидродинамической модели с целью достоверной оценки состояния пород-коллекторов для повышения эффективности реализации проектных решений на разных стадиях разработки, поскольку первоначальные фильтрационно-емкостные свойства терригенной породы-коллектора претерпевают изменения в сторону уменьшения, в диапазоне 10–19% с течением времени.

Методика исследований

Работа проводилась с использованием метода научного обобщения и анализа литературных источников и патентных материалов. Работа выполнена в соответствии со стандартными методами теоретических и экспериментальных исследований (определение деформационных характеристик горной породы, определение пористости и проницаемости горной породы и др.), а также с применением специально разработанных экспериментальных методик (оценка влияния эффективного напряжения на проницаемость горной породы и др.). Обработка экспериментальных данных проводилась методами математической статистики.

Достоверность полученных результатов

Работа подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с использованием современного оборудования (компаний MTS SYSTEMS и GCTS Testing Systems), высокой сходимостью расчетных и экспериментальных величин (сходимость равна 95%).

Теоретическая и практическая значимость

1. Установлены зависимости проницаемости от эффективного напряжения для двух типов терригенных пород-коллекторов (средне-мелкозернистый песчаник и среднезернистый песчаник).

2. Разработана и запатентована новая методика исследования процесса влияния напряженно-деформированного состояния горного массива на проницаемость терригенной горной породы.

3. Разработанный автором «Способ исследования проницаемости по жидкости образцов керна» внедрен в учебный процесс кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений и используется при изучении дисциплин «Физика нефтяного и газового пласта», «Физика пласта», читаемых студентам по направлениям подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» и 21.05.05 «Нефтегазовые техника и технологии».

4. В ООО «ПИУЦ «Сапфир» актом (справкой) внедрения подтверждено, что использование результатов диссертации на тему: «Оценка влияния напряженно-деформированного состояния терригенных пород-коллекторов на эффективность выработки запасов нефти», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, позволит повысить информативность исследования образцов терригенных пород-коллекторов, а также качество подготавливаемой проектно-технической документации.

Апробация результатов

Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались и обсуждались на международных и всероссийских научно-технических конференциях, форумах и симпозиумах, в том числе: 59-ая студенческая научная конференция по горному делу в Краковской Горно-Металлургической академии (Польша, г. Краков, 06.12.2018); XII Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика) Россия, г. Москва, 22-25 октября 2019); Российский

международный молодежный научно-практический форум «Нефтяная столица» (Россия, г. Нижневартовск, 17-19 февраля 2020г.); семинаре в рамках образовательного проекта «ENERGENIOUS» (Норвегия, г. Ставангер, Университет Ставангера, 2020 г.); XIII международная научно-практическая конференция «Актуальные проблемы науки и техники — 2020» (Россия, г. Уфа, 25-29 мая 2020 г.).

Публикации

Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 5 печатных работах, в том числе в 3 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в 2 статьях - в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования - Scopus. Зарегистрирована 1 заявка на патент.

Личный вклад соискателя

Разработана новая методика исследования процесса влияния напряженно-деформированного состояния горного массива на проницаемость терригенной горной породы.

Исследовано влияние, параметров, характеризующих напряженно-деформированное состояние горного массива, на проницаемость терригенной горной породы.

Смоделирован в гидродинамическом симуляторе процесс течения жидкости в поровом пространстве терригенной породы и произведена оценка потенциального влияния предложенной методики исследований.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы, включающего 106 наименований и 2 приложения. Материал диссертации изложен на 153 страницах машинописного текста, включает 17 таблиц, 96 рисунок.

Благодарности

Автор выражает благодарность: научному руководителю, доценту Петракову Дмитрию Геннадьевичу; Ильинову Михаилу Дмитриевичу, а также всем сотрудникам лаборатории физико-механических свойств и разрушения горных пород. Отдельная благодарность за помощь и советы: Карманскому Даниилу Александровичу, Сухих Александру Сергеевичу.

ГЛАВА 1 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА ФЛЮИДА ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

1.1 Основные законы фильтрации флюида

В настоящее время запасы нефти и газа являются ключевыми активами каждой нефтегазодобывающей компании. Следовательно, существует необходимость детальной оценки этих запасов. Оценка запасов осуществляется в процессе геологоразведочных работ, а также на стадии геологического моделирования. Именно геологическая модель является основой при проектировании разработки залежи нефти и газа. Геологическая модель необходима для получения представления о строении пласта, характере распределения параметров пласта и флюида, величине запасов углеводородов, которые находятся в нем. Благодаря этой модели существует возможность оценки и учета всех неопределённостей. Исходя из этого, геологическое моделирование стало неотъемлемой частью при составлении проектной документации [8].

После построения геологической модели, подсчета начальных балансовых геологических запасов, строится гидродинамическая модель разрабатываемого месторождения. Гидродинамическая модель необходима для имитации процесса нефтегазодобычи.

Основными целями гидродинамического моделирования являются:

- изучение процессов фильтрации флюидов при различных воздействиях на пласт;
- выбор системы разработки неразбуренных месторождений;
- определение остаточных запасов и застойных зон на конкретные моменты времени;
- составление проектной документации;
- анализ и уменьшение степени риска разработки;
- обоснование стратегии и тактики доработки месторождения.

Исходя из перечисленных выше целей, процесс течения жидкости в пласте является одним из важнейших факторов, влияющих на процесс

проектирования разработки. Процесс фильтрации флюида в продуктивном пласте — это очень сложный процесс из-за следующих факторов:

- нефтесодержащие пласты и водоносные горизонты зачастую неоднородны;
- величины проницаемости, пористости и насыщенности могут изменяться на протяжении всего пласта;
- часть скважин не полностью вскрывают нефтьгазонасыщенную толщину.

При моделировании процесса фильтрации флюида в пласте, ключевым фактором является модель, которая наиболее точно описывает процесс дренирования углеводородов через поровое пространство горной породы.

В основе любой модели лежит фундаментальный закон. Так, в основе фильтрационной модели лежит закон, который устанавливает связь между вектором скорости фильтрации и тем полем давления, которое вызывает фильтрационное движение [5]. В процессе фильтрации флюида через поровое пространство горной породы необходимо учитывать тот факт, что в месте контакта жидкости и неподвижной твердой фазы, жидкость также неподвижна. Кроме этого, существуют некоторые особенности при течении жидкости в горной породе:

- малые размеры поровых каналов;
- низкие скорости движения флюида.

Несмотря на эти особенности, можно сравнивать системы поровых каналов и сложным образом связанные трубы. В гидродинамике существует понятие расхода жидкости. Скорость фильтрации характеризует эту величину, но также расход жидкости зависит от величины давления на входе и выходе из поровых каналов. Поскольку расход представляет собой суммарную по многим поровым каналам величину, он определяется перепадом, т. е. градиентом осредненного давления жидкости [16].

Для записи зависимости между градиентом давления и скоростью фильтрации используют формулу 1.1[5]:

$$\text{grad}p = -cu, \quad (1.1)$$

где c - некоторая скалярная величина, зависящая от модуля вектора скорости u , а также величин пористости (m), плотности (ρ) и вязкости (μ) жидкости и размера пор (d).

В процессе описания течения флюида чаще всего не учитываются силы инерции. Это объясняется тем, что большинство фильтрационных течений протекает очень медленно. Из перечисленных выше параметров плотность характеризует инерционные свойства жидкости, поэтому исключается из числа определяющих параметров. Отсюда следует, что величина c зависит от u, d, m, μ .

Согласно анализу размерностей, комбинация cd^2/μ может зависеть от единственной безразмерной величины – пористости и определяется выражениями 1.2 и 1.3 [5].

$$\frac{cd^2}{\mu} = f(m), \quad (1.2)$$

$$c = d^{-2}\mu f(m), \quad (1.3)$$

где u – модуль вектора скорости;

пористости m -пористость;

μ - вязкость жидкости;

d - размер пор;

c - некоторая скалярная величина.

Используя выражения 1.2-1.3, уравнение 1.1 можно представить в виде выражения 1.4 [5]

$$u = -\left(\frac{k}{\mu}\right) \text{grad}p - \text{закон Дарси} \quad (1.4)$$

Закон Дарси (уравнение 1.5) является основополагающим законом при моделировании процесса фильтрации [5].

$$Q = -A \frac{k}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \quad (1.5)$$

Уравнение 1.5 вывел Дарси. Он отметил, что перепад давления в песчаной пачке линейно зависит от собственных свойств песка, создаваемого

перепада давления, длины песчаной пачки и площади поперечного сечения потока и обратно пропорционален вязкости [16].

Вследствие влияния определенных факторов в пласте происходит нарушение линейной фильтрации, которая описывается уравнением Дарси. Это отклонение возможно как при высоких, так и низких скоростях фильтрации. Для определения границы применимости линейного закона Дарси используется число Рейнольдса. Многими учеными были получены формулы для вычисления числа Рейнольдса (выражение 1.6 и 1.7) [16].

$$Re = 1000 \frac{\rho v D d_g}{\mu} \quad (1.6)$$

$$Re = \frac{v \sqrt{k}}{m^{1,5} \nu}, \quad 0,022 \leq Re_{кр} \leq 0,29 \quad (1.7)$$

В случае, когда происходит нарушение закона Дарси, используется следующий нелинейный закон, который можно записать в виде выражений 1.8 и 1.9 [34]:

$$\nabla p = -f(|\vec{u}|) \frac{\vec{u}}{|\vec{u}|} \quad (1.8)$$

или

$$\vec{u} = -\frac{\nabla p}{|\nabla p|} f^{-1}(|\nabla p|), \quad (1.9)$$

где f^{-1} - обратная функция к f .

Форхаймер предложил свою формулу, описывающую нелинейный режим фильтрации [5,6]. Он заметил, что при турбулентном режиме фильтрации для флюида с плотностью ρ и коэффициентом турбулентности β характерна квадратичная зависимость от давления (выражение 1.10) [33].

$$\frac{\Delta P}{\Delta x} = -\left(\frac{q}{0,008527A}\right) \frac{\mu}{K} + \beta \rho \left(\frac{q}{A}\right)^2 \quad (1.10)$$

Помимо уравнения, предложенного Форхаймером, нелинейную фильтрацию можно описать с помощью следующей формулы 1.11 [26]:

$$v = -c \left(\frac{dP}{dl}\right)^{\frac{1}{2}} \quad (1.11)$$

где c – const, определяемая экспериментально;

n – показатель фильтрации, $1 \leq n \leq 2$.

$n=1, v = -c \frac{dP}{dl}$ – линейный закон Дарси;

$n=2, v = -c \sqrt{\frac{dP}{dl}}$ – закон А.А. Краснопольского;

Для полной характеристики фильтрационных потоков применяются дифференциальные уравнения фильтрации, в число которых входят:

• уравнение неразрывности 1.12 (данное уравнение является дифференциальным уравнением в частных производных, описывающим закон сохранения массы в любой точке порового пространства [32]);

$$-\left[\frac{\partial(\rho V_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho V_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho V_z)}{\partial z} \right] = \frac{\partial(\rho m)}{\partial t} \quad (1.12)$$

• дифференциальные уравнения движения (1.13-1.15):

$$v_x = -\frac{K}{\mu} \frac{\partial P^*}{\partial x}, \quad (1.13)$$

$$v_y = -\frac{K}{\mu} \frac{\partial P^*}{\partial y}, \quad (1.14)$$

$$v_z = -\frac{K}{\mu} \frac{\partial P^*}{\partial z}, \quad (1.15)$$

Основные параметры (давление, скорость фильтрации и др.), характеризующие фильтрационные потоки, изменяются в пласте от точки до точки, тем самым образуя поле. Данные величины также могут изменяться и во времени. В современной практике нефтегазодобычи принято выделять несколько режимов фильтрации флюида к забою скважины.

1. Установившийся режим (псевдоустановившийся). При данном режиме фильтрации давление и скорость фильтрации остаются постоянными. Для типичных пластовых условий псевдоустановившийся режим длится в пределах от нескольких часов до нескольких дней после начала добычи [36].

2. Неустановившийся режим. Давление в пласте и/или скорость фильтрации изменяются с течением времени.

3. Переходный.

Для каждого из этих режимов существуют свои дифференциальные уравнения движения.

1.2 Установившееся движение несжимаемой жидкости

Для описания установившегося движения флюида используют следующее дифференциальное уравнение 1.16 [16]:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \nabla^2 P = \text{div} \nabla P = 0 \quad (1.16)$$

При решении гидродинамических задач плоское течение аппроксимируется квазиодномерным. Для этого вся область фильтрации разделяется на несколько частей, в каждой из которых течение флюида считается одномерным. Фильтрационные потоки можно разделить на 3 вида [16].

1. прямолинейно-параллельный, определяемый по выражению 1.17:

$$Q = \frac{BK h (P_K - P_r)}{\mu L_K} \quad (1.17)$$

где B – ширина галереи;

P_K – давление на контуре питания.

P_r – давление на галерее.

h – нефтенасыщенная толщина.

L_K – длина галереи.

2. плоскорадиальный, определяемый по выражению 1.18:

$$Q = \frac{2\pi K h (P_K - P_r)}{\mu \ln\left(\frac{R_K}{R_C}\right)} - \text{формула Дюпюи} \quad (1.18)$$

где R_K - радиус контура питания;

R_C – радиус скважины.

3. радиально-сферический.

Для случаев нарушения линейного закона фильтрации данные уравнения принимают вид:

1. прямолинейно-параллельный, определяемый по выражению 1.19:

$$Q = C \left(\frac{P_K - P_r}{L_k} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (1.19)$$

2. плоскорадиальный, определяемый по выражению 1.20:

$$Q = 2\pi r c \left[\frac{(n-1)(P_k - P_c)}{\left(\frac{1}{R_c}\right)^{n-1} - \left(\frac{1}{R_k}\right)^{n-1}} \right] \quad (1.20)$$

В практике расчетов дебита нефти при установившемся режиме фильтрации чаще всего пользуются следующими уравнениями 1.21-1.22:

$$Q = \alpha \frac{Kh(\overline{P}_{пл} - P_{заб})}{\mu_0 B_0 \left(\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right) - 0,75 + s \right)} - \text{псевдоустановившийся режим,} \quad (1.21)$$

$$Q = \alpha \frac{Kh(\overline{P}_{пл} - P_{заб})}{\mu_0 B_0 \left(\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right) - 0,5 + s \right)} - \text{установившийся режим притока} \quad (1.22)$$

где s – скин-фактор;

α – пересчетный коэффициент;

B_0 – объемный коэффициент нефти.

1.3 Неустановившееся движение несжимаемой жидкости

Неустановившийся режим фильтрации жидкости может наблюдаться при изменении режима эксплуатации скважины или при запуске скважины. Неустановившиеся процессы проявляются в изменении забойного давления, дебита скважины, скорости фильтрации и др. во времени.

Общим дифференциальным уравнением для неустановившейся фильтрации жидкости по закону Дарси является уравнение 1.23 [26]:

$$\frac{k}{\mu} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\rho_0 \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\rho_0 \frac{\partial P}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho_0 \frac{\partial P}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial(\rho m)}{\partial t} \quad (1.23)$$

Рядом авторов [9,10 и др.] был произведен вывод уравнений для описания неустановившейся фильтрации. Для каждого типа потока существуют свои уравнения, описывающие данный тип фильтрации.

Для прямолинейно-параллельного потока обычно рассматривается два случая.

1. На галерее происходит мгновенное снижение давления до значения P_r , после снижения давление остается постоянным. Давление и дебит, определяются по выражениям 1.24 и 1.25 [26]:

$$P = P_r + (P_k - P_r) \operatorname{erf} \left(\frac{x}{2\sqrt{kt}} \right), \quad (1.24)$$

где x – расстояние, на котором рассчитывается давление;

$erf(x)$ – интеграл вероятности, является табулированной функцией.

$$Q = \frac{k}{\mu_n} \frac{P_K - P_\Gamma}{\sqrt{\pi \chi t}} ah \quad (1.25)$$

2. Скважина пущена в эксплуатацию с постоянным дебитом [26]
Давление, определяется по выражениям 1.26 и 1.27 [26]:

$$P = P_\Gamma + \frac{\mu_n \omega}{k} \left[x \left(1 - erf \left(\frac{x}{2\sqrt{\chi t}} \right) \right) \right] + \frac{2\sqrt{\chi t}}{\sqrt{\pi}} \left(1 - e^{-\frac{x^2}{4\chi t}} \right), \quad (1.26)$$

где ω – скорость фильтрации, определяется как $\omega = \frac{Q}{F}$,
 F – площадь сечения, перпендикулярного линиям тока:

$$P_\Gamma(t) = P_K - \frac{Q \mu_n}{ah} \frac{2\sqrt{\chi t}}{k\sqrt{\pi}} \quad (1.27)$$

При описании неустановившейся фильтрации флюида для плоскорадиального притока рассматривается один случай. В момент времени $t=0$ скважина запускается в эксплуатацию с постоянным дебитом. Давление рассчитывается по следующей формуле 1.28:

$$P(r, t) = P_K - \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h} \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4kt} \right) \right] \quad (1.28)$$

В.Н. Щелкачевым было установлено, что данная формула (1.28), позволяет определять изменение давления в течение длительного времени.

Авторы [1] вывели свое аналитическое решение 1.29, позволяющее произвести расчеты для скважины при неустановившемся режиме:

$$\frac{\bar{p} - p_{ЗАБ}}{p_{нач} q_D} = \ln \left(\frac{r_{дрен}}{r_{СКВ}} \right), \text{ где} \quad (1.29)$$

$$\ln \left(\frac{r_{дрен}}{r_{СКВ}} \right) = \frac{1}{2} (\ln(t_D) + 0,809) \text{ если } (t_D) \leq \frac{1}{4} \left(\frac{r_{внеш.конт.пит}}{r_{СКВ}} \right)^2$$

$$4 \ln \left(\frac{r_{дрен}}{r_{СКВ}} \right) = \frac{1}{2} \left(0,472 \frac{r_{внеш.конт.пит}}{r_{СКВ}} \right) \text{ если } (t_D) > \frac{1}{4} \left(\frac{r_{внеш.конт.пит}}{r_{СКВ}} \right)^2$$

$$q_D = \frac{-\mu B q_{н.у.}}{2\pi \beta_c k_H h p_{нач}}$$

Здесь q_D является положительным при отрицательном $q_{н.у.}$ и значении t_D , определенном выражением 1.30:

$$t_D = \alpha_c \beta_c \frac{k_H t}{\phi \mu c r_{СКВ}^2} \quad (1.30)$$

Стоит отметить, что при $t = t_{псевдоуст} > \frac{\phi \mu c r_{внеш.конт.пит}^2}{4\alpha_c \beta_c k_H}$, то есть при

достаточно больших значениях параметра времени преобладает псевдоустановившийся режим, определяемый по выражению 1.31:

$$Q = \alpha \frac{Kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu_0 B_0 \left(\ln \left(\frac{kt}{\phi \mu C_t (r_w)^2} \right) \right)}, \quad (1.31)$$

В ряде случаев использование точных методов решения задач неустановившейся фильтрации невозможно, вследствие их громоздкости и трудности решения. Для этого были разработаны приближенные методы, направленные на решение этих задач, но с небольшой погрешностью.

Одним из самых распространённых методов является метод последовательной смены стационарных состояний (ПССС), разработанный И.А. Чарным. Он предложил условно разбить всю область движения на возмущенную и невозмущенную зоны. Распределение давления в возмущенной зоне происходит по стационарному закону. Давление пласта в невозмущенной зоне принимается постоянным и по величине равно давлению на контуре питания.

Для каждого типа потока существует несколько случаев.

1. Прямолинейно-параллельный поток (рисунок 1.1).

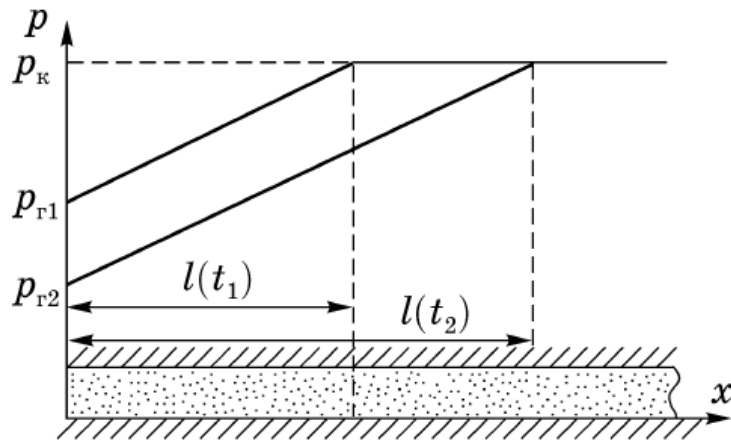


Рисунок 1.1– Кривые распределения давления в прямолинейно-параллельном потоке по методу ПССС

1) Мгновенный пуск галереи с постоянным дебитом [34].

Закон перемещения зоны возмущения, определяемый по выражению 1.32:

$$l(t) = \sqrt{2\chi t} \quad (1.32)$$

Закон распределения давления, определяемый по выражению 1.33:

$$P = P_K - \frac{Q\mu_H}{k ah} (\sqrt{2\chi t} - x) \quad (1.33)$$

2) Мгновенный пуск галереи с постоянным давлением [34].

Закон движения границы возмущенной области, определяемый по выражению 1.34:

$$l(t) = 2\sqrt{\chi t} \quad (1.34)$$

Распределение давления в возмущенной зоне пласта, определяемое по выражению 1.35:

$$P = P_K - (P_K - P_r) \left(1 - \frac{x}{2\sqrt{\chi t}}\right) \quad (1.35)$$

Дебит галереи, определяемый по выражению 1.36:

$$Q(t) = \frac{k}{\mu_H} \frac{P_K - P_r}{2\sqrt{\chi t}} ah \quad (1.36)$$

2. Плоскорадиальный фильтрационный поток (рисунок 1.2).

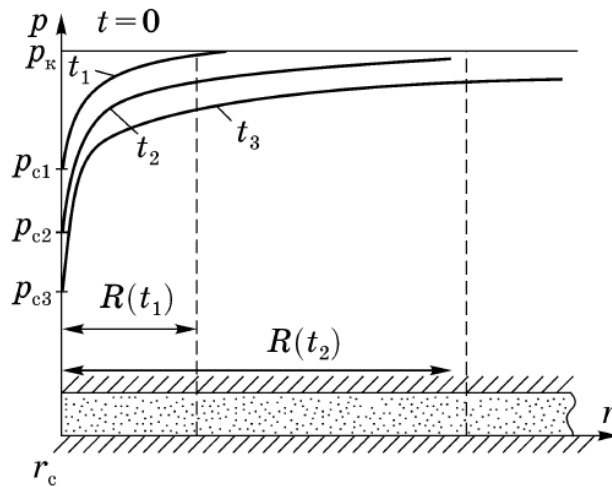


Рисунок 1.2 – Кривые распределения давления в плоскорадиальном потоке в разные моменты времени по методу ПССС ($Q=\text{const}$)

1) Мгновенный пуск скважины с постоянным дебитом [34].

Закон перемещения зоны возмущения, определяемый по выражению 1.37:

$$R(t) = \sqrt{r_c^2 + 4\chi t} \quad (1.37)$$

Закон распределения давления, определяемый по выражению 1.38:

$$P = P_K - \frac{Q\mu_H}{2\pi kh} \ln \frac{\sqrt{r_c^2 + 4\chi t}}{r} \quad (1.38)$$

Помимо приближенного метода, предложенного И.А. Чарным, существуют следующие методы:

- 1) Метод «усреднения»
- 2) Метод А.М. Пирвердяна
- 3) Метод интегральных соотношений

1.4 Моделирование притока для различных геологических условий

При моделировании процесса притока необходимо учитывать ряд факторов (скин-фактор, проницаемость, коэффициент гидропроводности и др.), влияющих на процесс течения жидкости через поровое пространство горной породы. Для определения значения или динамики данных параметров, в процессе разработки месторождения проводятся различные гидродинамические исследования (ГДИС). В результате интерпретации ГДИС выявляют зависимость дебита от забойного давления путем построения индикаторной диаграммы, определяют значения коэффициента проницаемости и скин-фактора и т.д. Определение этих величин, позволяет более детально и точно смоделировать процесс течения флюида в призабойной зоне пласта (ПЗП).

При использовании перечисленных идеальных моделей значение коэффициента проницаемости принимается постоянным. В действительности, в ПЗП значение проницаемости может быть различным по всему пласту. Это может быть связано с проникновением бурового раствора в процессе бурения или повреждения в ПЗП, которые могут возникнуть при вскрытии пласта. Для учета дополнительных изменений проницаемости в ПЗП используют скин-фактор. На рисунке 1.3 показан эффект снижения проницаемости вокруг ствола скважины.

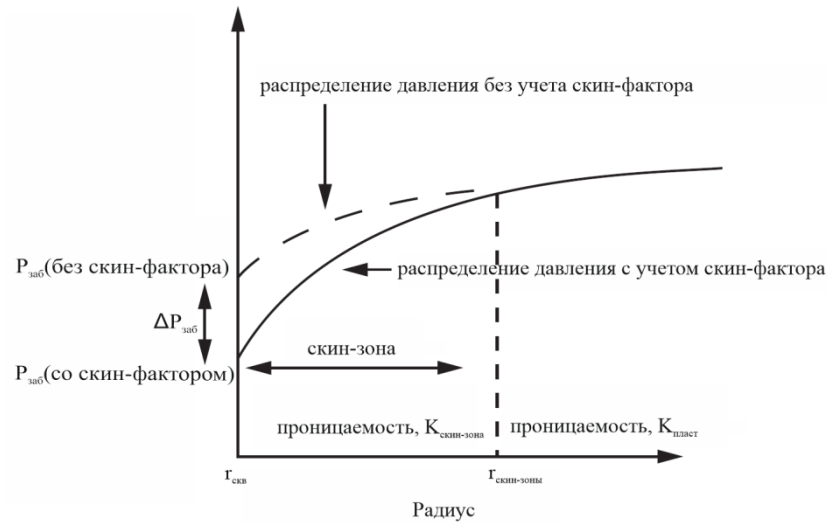


Рисунок 1.3 – Изменение проницаемости вокруг ствола скважины

Значение скин-фактора может быть определено из соотношения 1.39 [16]:

$$s = \left(\frac{k}{k_c} - 1 \right) \ln \frac{r_c}{r_{\text{сква}}} \quad (1.39)$$

где k – проницаемость коллектора;

k_c – проницаемость измененной или поврежденной зоны.

Учитывая данный параметр, формулы для определения дебита при установившемся и неустойчивом режиме приобретают вид 1.40 и 1.41[16]:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_K - P_r)}{\mu \left(\ln \left(\frac{R_K}{R_C} \right) + C + S \right)}, \quad (1.40)$$

$$Q = \frac{4\pi kh(P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}})}{\left[\ln \left(\frac{\gamma m \mu c r_{\text{сква}}^2}{4kt} \right) - 2S \right]} \quad (1.41)$$

В процессе течения жидкости возникают дополнительные фильтрационные сопротивления, связанные с исполнением скважины. Для учета этих сопротивлений вводится дополнительный параметр C , учитывающий несовершенство скважины по характеру вскрытия и по ее степени. Уравнение преобразуется в вид 1.42[7]:

$$Q = \frac{2\pi Kh(P_K - P_r)}{\mu \left(\ln \left(\frac{R_K}{R_C} \right) + C \right)}, \quad (1.42)$$

где $C = C_1 + C_2$

Расчеты по формуле Дюпюи предполагают радиальную геометрию контура питания. Как показывает практика разработки нефтяных месторождений, форма контура питания не всегда имеет форму круга. Исходя из этого факта и из того, что форма контура питания является одним из ключевых факторов, влияющих на приток флюида, существует необходимость учета его геометрии. Для учета формы контура питания существует параметр Дитца (C_A), который преобразует формулу Дюпюи в следующее выражение 1.43 [46]:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{\text{ср.пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu \left(\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4A}{\bar{r}_{\text{СКВ}}^2 C_A} \right) + S \right)}, \quad (1.43)$$

$C_A=31,62$ – для круглого контура питания;

$C_A=27,6$ – для треугольного контура питания.

Существует альтернативная форма записи уравнения Дюпюи, учитывающая форму контура питания 1.44 [23]:

$$Q = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} Kh (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{B\mu (\ln(x) - 0,75 + S)}, \quad (1.44)$$

где x – меняется в зависимости от контура питания, например по выражениям 1.45 и 1.46:

$$x = \frac{0,571\sqrt{A}}{r_{\text{СКВ}}} \text{ – квадратный контур питания} \quad (1.45)$$

$$x = \frac{0,604\sqrt{A}}{r_{\text{СКВ}}} \text{ – треугольный контур питания} \quad (1.46)$$

где A – площадь контура питания;

Для наиболее точного проектирования разработки нефтяных месторождений необходимо при построении гидродинамической модели учитывать совместную фильтрацию нескольких флюидов, чаще всего это нефть, газ и вода, которые не смешиваются между собой. Авторами [5,7,22,35,83 и др.] были предложены различные формулы, описывающие двух- и трехфазную фильтрацию.

Одной из таких формул является отношение Вогеля. Оно используется в случае снижение пластового давления ниже давления насыщения. В результате этого снижения происходит выделение газа. Это служит причиной

нарушения закона Дарси [23]. Отношение Вогеля имеет вид следующего выражения 1.47 [96]:

$$\frac{q_0}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{p_{заб}}{p_{пл}} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{заб}}{p_{пл}} \right)^2 \quad (1.47)$$

Используя коэффициент продуктивности и соотношение Вогеля, строится композитная индикаторная кривая.

Уравнение, предложенное Вогелем, можно преобразовать в уравнение 1.48, это уравнение для случаев, когда пластовое давление превышает давление насыщения [36]

$$\frac{q - q^*}{q' - q^*} = 1 - 0,2 \left(\frac{p_{заб}}{p_{пл}} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{заб}}{p_{пл}} \right)^2 \quad (1.48)$$

где q^* - дебит скважины при $p_{заб} = p_{нас}$, который можно определить по формуле 1.47:

$$q' - \text{из соотношения } \frac{q^*}{(p_{ср.пл} - p_{нас})} = 1,8 \frac{q' - q^*}{p_{нас}}$$

Обобщенная зависимость Вогеля-Дюпюи 1.49, позволяет оценить дебит при различных значениях забойного и пластового давления [14,15]:

$$q = \begin{cases} PI(p_{ср.пл.} - p_{заб}), & p_{заб} \geq p_{нас} \\ PI(p_{ср.пл.} - p_{нас}) + B_0 PI \frac{p_{нас}}{1,8}, & p_{заб} \leq p_{нас}, \\ B_R PI \frac{\bar{p}_{ср.пл.}^a}{1,8 \cdot \bar{p}_{нас}^{a-1}} = q' B_R, & p_{ср.пл.} \leq p_{нас} \end{cases} \quad (1.49)$$

где a – параметр, который может быть определен при исследовании скважин на приток, при пластовом давлении выше давления насыщения;

PI – коэффициент продуктивности;

$p_{ср.пл.}$ - средневзвешенное пластовое давление в зоне дренирования.

коэффициент $B_{b,R}$ определяется по формуле 1.50

$$B_{b,R} = 1 - 0,2 \left(\frac{p_{заб}}{\bar{p}_{нас,ср.пл}} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{заб}}{\bar{p}_{нас,ср.пл}} \right)^2 \quad (1.50)$$

В соотношении, предложенном Вогелем, не учитывается скин-фактор. Стэндинг ввел поправки, учитывающие его и предложил следующую зависимость 1.51 [91]:

$$\frac{q_0}{q_{0max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P'_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P'_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2, \quad (1.51)$$

где P'_{wf} - это давление поврежденной или стимулированной скважины, которое определяется по формуле 1.52:

$$P'_{wf} = \bar{P}_r - FE(\bar{P}_r - P_{wf}), \quad (1.52)$$

где FE – фактор эффективности притока.

Феткович М.Дж. предложил свою зависимость 1.53 между относительным дебитом флюида и относительным давлением. В данной формуле учитывается выделение газа из нефти в процессе ее фильтрации к забою скважины [51]. Индикаторные кривые Фетковича получаются в результате интерпретации многоступенчатых исследований скважин методом противодействия [52, 75,23]:

$$\frac{q_0}{q_{0max}} = \left(1 - \frac{P'_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^n, \quad (1.53)$$

где n – показатель, лежащий между 0,5 и 1,0 для нефтяных и газовых скважин

Установленная Виггинсом М.Л. зависимость 1.54 позволяет описать трехфазную фильтрацию флюида [98]:

$$\frac{q_0}{q_{0max}} = 1 + \frac{C_1}{D} \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) + \frac{C_2}{D} \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 + \frac{C_3}{D} \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^3 + \frac{C_4}{D} \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^4, \quad (1.54)$$

где C_1, C_2, C_3, C_4 – параметры, которые зависят от подвижности нефти и производных подвижности по давлению.

В качестве альтернативного метода описания течения жидкости в пласте можно использовать типовые кривые. Типовые кривые представляют собой графическое представление решения уравнения проводимости для постоянного дебита и различных граничных условий [23].

Типовая кривая, предложенная Флопетролом Джонсоном широко известна. Данная типовая кривая представлена на рисунке 1.4 [23].

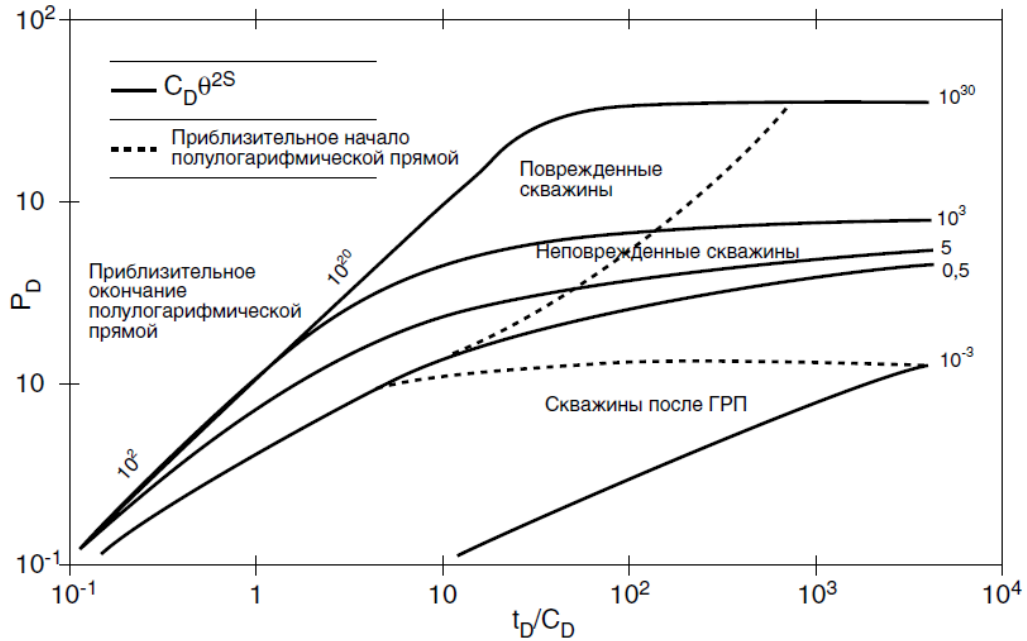


Рисунок 1.4– Типовая кривая для однородного пласта

Главной отличительной чертой данной кривой, является то, что в ней совмещаются и определяются режимы притока. Безразмерные переменные определяются по формулам 1.55 [23]:

$$p_D = \frac{kh}{141,2qB\mu} \Delta p - \text{безразмерное давление,} \quad (1.55)$$

$$t_D/C_D = 0,000295 \frac{kh \Delta p}{\mu c},$$

$$C_D = \frac{0,8936C}{\varphi \mu c_t r_{СКВ}^2}$$

Помимо типовых кривых Флопетропа Джонсона, широкое применение получили типовые кривые Мэнга и Брауна, которое подходит для скважин с вертикальными трещинами в центре пласта и с различной зоной дренирования (рисунок 1.5) [76].

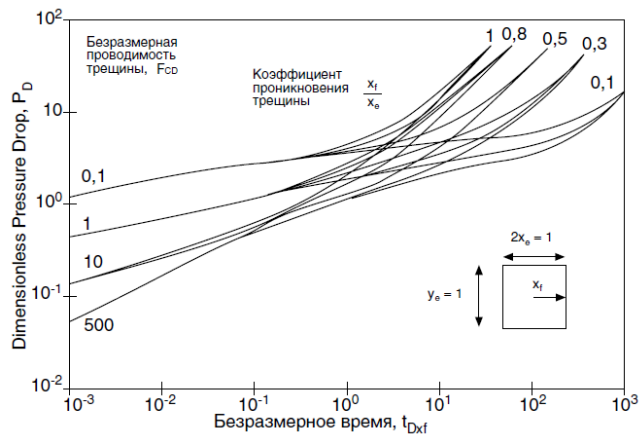


Рисунок 1.5– Типовая кривая установившегося дебита конечной проводимости закрытой квадратной системы

Все безразмерные величины находятся из соотношений 1.56 и 1.57:

безразмерное скважинное падение давления:

$$p_D = \frac{kh(p_i - p_{заб}(t))}{141,2q\mu B} \quad (\text{нефть}) \quad (1.56)$$

$$p_D = \frac{kh(m(p_i) - m(p_{заб}(t)))}{1,424qt} \quad (\text{газ}) \quad (1.57)$$

безразмерное время

$$t_{Dxf} = \frac{0,000264kt}{\phi\mu C_i x_f^2} \quad (\text{нефть})$$

$$t_{Dxf} = \frac{0,000264kt}{\phi(\mu C_i) x_f^2} \quad (\text{газ})$$

безразмерная проводимость трещины:

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{kx_f}$$

1.5 Моделирование притока с учетом напряженно-деформированного состояния

Во всех предложенных моделях, описывающих процесс фильтрации, отсутствует учет напряженно-деформированного состояния (НДС) пласта. НДС играет одну из ключевых ролей при моделировании притока в ПЗП. Точное знание изменения физико-механических свойств пород, слагающих продуктивный пласт, позволит оценить и спрогнозировать динамику основных параметров пласта, таких как: проницаемость, пористость и др. На основании данной информации существует возможность более детального и точного проектирования разработки нефтяного месторождения.

Моделированию фильтрации с учетом влияния геомеханической составляющей посвящено много работ [2,13,19,30,39,56,87 и др]. Авторами в работе [19] при построении гидродинамической модели было учтено изменение физико-механических параметров. В результате моделирования была определена накопленная добыча (рисунок 1.6).

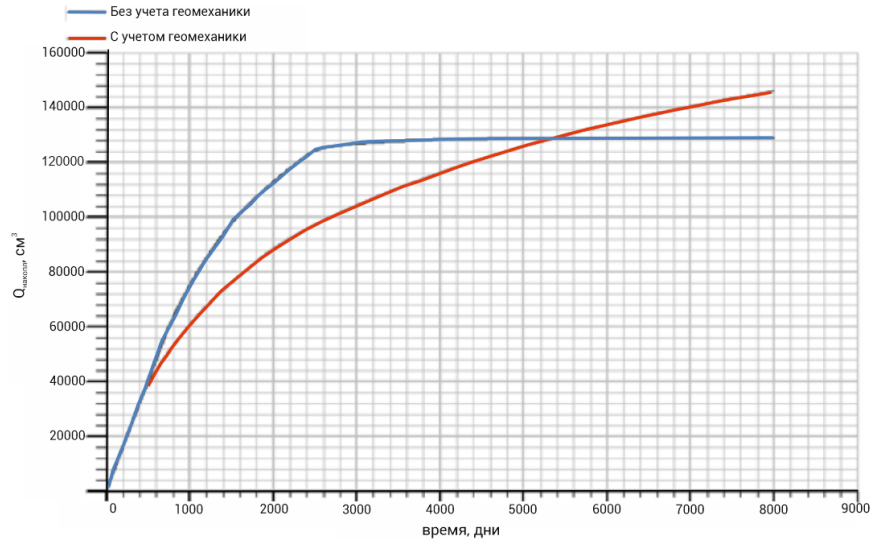


Рисунок 1.6– Накопленная добыча с учетом и без учета геомеханики

Наряду с моделированием, осуществляющимся благодаря использованию дополнительного программного обеспечения, теоретическим и экспериментальным исследованиям процессов изменения физико-механических свойств, влияющих на фильтрацию флюида, уделяется также большое внимание. Так, например, Николаевский В.Н. [24] в своих трудах предлагает свою уникальную форму записи уравнения фильтрации, в основу которого легло уравнение Дарси 1.58:

$$w = -\frac{k_{ij}}{\mu} \frac{\partial}{\partial x_j} (p + \delta_k \gamma_i x_k), \quad (1.58)$$

где $\gamma_i = \rho^f g_i$ - удельный вес жидкости;

k_{ij} – тензор проницаемости, определяемый по выражению 1.59.

$$k_{ij} = \mu \left(\frac{r_{ij}}{m^2} \right)^{-1}, \quad (1.59)$$

где r_{ij} – симметричный тензор сопротивления.

В трудах Бан А. [3,4] приводится уравнение 1.60 фильтрации флюида при небольшом перепаде давления:

$$\Lambda_1 \left[1 - \frac{\Lambda_2}{\Lambda_1} (p - p_0) \right] \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k_0}{\mu_0} \frac{\partial}{\partial x_i} \left[1 + \alpha (p - p_0) \frac{\partial p}{\partial x_i} \right] \quad (1.60)$$

Считается, что $\Lambda_1 \approx 10^{-4} \text{ ат}^{-1}$, $\Lambda_2 \approx 10^{-8} \text{ ат}^{-2}$. При рассмотрении фильтрационных потоков, перепады давления в которых оцениваются в несколько сотен атмосфер, значением величины $\Lambda_2 (p - p_0) / \Lambda_1 \approx 10^{-8}$ можно

пренебречь.

Николаевский В.Н. уравнение (1.60) упростил до вида 1.61[25]:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \chi \frac{\partial}{\partial x_i} \left[1 + \alpha(p - p_0) \frac{\partial p}{\partial x_i} \right] \quad (1.61)$$

Если величина $\alpha(p - p_0)$ достигает 0,1 (например в трещиноватых или глинистых коллекторах), то в этих случаях следует пользоваться уравнением 1.61.

Николаевский В.Н. постулировал, что давление нагрузки внутри пористой среды, включающее поровое давление, зависит от движения жидкости относительно матрицы [24]. Исходя из этого, он утверждал, что процессы фильтрации связаны с деформацией. С учетом этого уравнения Николаевским В.Н. предлагается формула 1.62 для перераспределения давления.

$$a \frac{\partial p}{\partial t} + b \frac{\partial \sigma_z^{ef}}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x_i} \right), \text{ где} \quad (1.62)$$

$$a = \beta - \beta^{(s)} \beta^{(s)} K - \frac{(1-m_0)(1-\beta^{(s)}K)}{K + \left(\frac{4G}{3}\right)},$$

$$b = \frac{1-m_0-\beta^{(s)}K}{K + (4G/3)},$$

где σ_z^{ef} - среднее эффективное напряжение;

K – модуль объемной упругости;

G – модуль сдвига.

При вводе граничных условий в уравнение (1.62), получаем известное уравнение Фурье 1.63:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \kappa \frac{\partial^2 p}{\partial x_i \partial x_i} \quad (1.63)$$

при коэффициенте пьезопроводности [24]:

$$\kappa = \left(\beta - \beta^{(s)} \beta^{(s)} K - \frac{m_0 \beta^{(s)} K}{K + (4G/3)} \right) \frac{k}{\mu}$$

Помимо данных уравнений этим автором было предложено две формулы 1.64 и 1.65, описывающие стационарный приток к скважине с учетом нелинейно-упругого деформирования и инерционных сопротивлений [4]:

а) соответствующая линейной зависимости свойств коллектора от пластового давления:

$$\Delta p - \frac{\alpha}{r} (\Delta p)^2 = \frac{\mu \ln(R_K/r_c)}{2\pi k_0 h \rho_0} Q + \frac{\beta}{4\pi^2 h^2 k_0 \rho_0} Q^2 \quad (1.64)$$

б) соответствующая экспоненциальным связям параметров с пластовым давлением:

$$Q = \frac{2\pi k_0 h \rho_0}{\alpha \mu} \frac{u_k \exp(-B/R_K) - u_c \exp(-B/r_c)}{Ei(-B/R_K) - Ei(-B/r_c)}, \quad (1.65)$$

$$u_k = \exp(-\alpha(p_0 - p_K)), u_c = \exp(-\alpha(p_0 - p_c))$$

При моделировании притока в пластовых условиях, одним из факторов, влияющих на НДС, является поровое давление. Во многих работах [9,18,31 и др.] отмечается влияние порового давления на НДС. Данное утверждение справедливо, поскольку поровое давление и горизонтальные напряжения взаимосвязаны. Поэтому существует необходимость для определения и прогнозирования величины порового давления.

Выявить величину порового давления можно несколькими способами [31].

1. Метод эквивалентной глубины (рисунок 1.7)

Согласно этому методу, предполагается, что на определённых интервалах глубин поровое давление является гидростатическим, а осадки уплотнены вследствие увеличивающегося эффективного напряжения с глубиной. При анализе каротажной диаграммы зависимость параметров от глубины тренда нормального уплотнения изображается в виде прямой, которая соответствует условию нормального уплотнения интервала. Принимая во внимание тот факт, что величина измеренного физического параметра является функцией от эффективного напряжения, то поровое давление в любой точке, где измеренная величина не лежит на линии тренда, можно определить по формуле 1.66:

$$P_z = P_a + (S_z - S_a) \quad (1.66)$$



Рисунок 1.7- Иллюстрация метода эквивалентной глубины с использованием времени пробега акустической волны. Тренд нормального уплотнения — прямая в линейно-логарифмических координатах, соответствующая уменьшению времени пробега упругой волны как функции глубины в интервале с нормальным уплотнением осадков. Эффективное напряжение на глубине z равно эффективному напряжению на глубине a , и, таким образом, поровое давление на глубине z — это просто $P_z = P_a + (S_z - S_a)$

где $P_{a,z}$ и $S_{a,z}$ — поровое давление и напряжение на рассматриваемой глубине z и глубине вдоль тренда нормального уплотнения a , при которой измеренный параметр имеет то же значение, что и на рассматриваемой глубине.

2. Метод отношений

Для определения порового давления предполагается, что поровое давление вычисляется путем умножения (или деления) нормального давления и отношения времени пробега звуковой волны, плотности и удельного электрического сопротивления к нормальному значению на той же глубине:

3. Метода Итона

Один из самых часто используемых методов определения порового давления [12,20]. Например, в работе [12] расчет профиля порового давления проводился на основе данного метода, необходимого для построения геомеханической модели. Для расчета используются следующие формулы 1.67 и 1.68:

$$P_p = S - (S - P_{\text{гдрст}}) \left(\frac{R_{\log}}{R_n} \right)^{1,2}, \quad (1.67)$$

$$P_p = S - (S - P_{\text{гдрст}}) \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T_{\log}} \right)^3, \quad (1.68)$$

где P_p — поровое давление,

S — напряжение (обычно S_v),

$P_{\text{гдрст}}$ — гидростатическое поровое давление.

нижние индексы n и \log обозначают нормальные и фактически измеренные значения удельного электрического сопротивления (R) и времени пробега акустической волны (ΔT) на каждой глубине [31].

4. Метод эффективного напряжения

Пористая среда, насыщенная флюидом, демонстрирует пороупругую модель поведения (рисунок 1.8). Отличительной особенностью данной модели является зависимость жесткости насыщенных флюидом пород от скорости приложения внешних сил.

(б) ПОРОУПРУГАЯ



Рисунок 1.8— Схематическая иллюстрация пороупругой модели [48]

Точное значение порового давления позволяет оценить напряжение, действующее на скелет горной породы. Рассматривая взаимосвязь между поровым давлением и эффективным напряжением, необходимо отметить вклад ученого Терцаги К. [93,94]. Он предложил модель 1.69 для вычисления коэффициента проницаемости глины, которая описывает влияние течения флюида и изменения НДС:

$$\sigma_{ij} = S_{ij} - \delta_{ij} P_p, \quad (1.69)$$

где σ_{ij} – эффективное напряжение;

S_{ij} – полные напряжения;

δ_{ij} – символ Кронекера;

P_p – поровое давление.

Био М. [42] установил связь между напряжением скелета и давлением флюида, заполняющего породу. Модель пороупругости Био изменялась и обобщалась многими авторами [10,11,24,25,66,97 и др]. В работе [80] предложен «уточненный» закон эффективного напряжения 1.70:

$$\sigma_{ij} = S_{ij} - \delta_{ij}\alpha P_p \quad (1.70)$$

где α – коэффициент Био.

Для вычисления значения коэффициента Био существует большое количество формул. Коэффициент Био может быть определен из отношения коэффициента сжимаемости матрицы горной породы, к ее объемной упругости, по формуле 1.71 [40]:

$$\alpha = 1 - \frac{C_r}{C_b} \quad (1.71)$$

где C_r – коэффициент сжимаемости матрицы горной породы;

C_b – коэффициент сжимаемости горной породы.

Например, Гертсма [55] и Скемптон [89], вывели следующую зависимость 1.72 для определения данного коэффициента:

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_s}, \quad (1.72)$$

где K – модуль объемной упругости породы;

K_s – модуль объемной упругости матрицы горной породы

Автор в работе [54] предложил определять зависимость между коэффициентом Био и отношением 1.73 между изменением порового объема и объемом горной породы:

$$\alpha = \frac{\Delta V_p}{\Delta V} \quad (1.73)$$

где ΔV_p – изменение порового объема;

ΔV – изменение объема горной породы.

Определению коэффициента Био посвящено много работ [17,38,49,59,64,69,71,79,85,101]. Авторами [49] определены значения коэффициента Био для двух различных материалов: несцементированный песок и хорошо сцементированный песок (Рисунок 1.9).

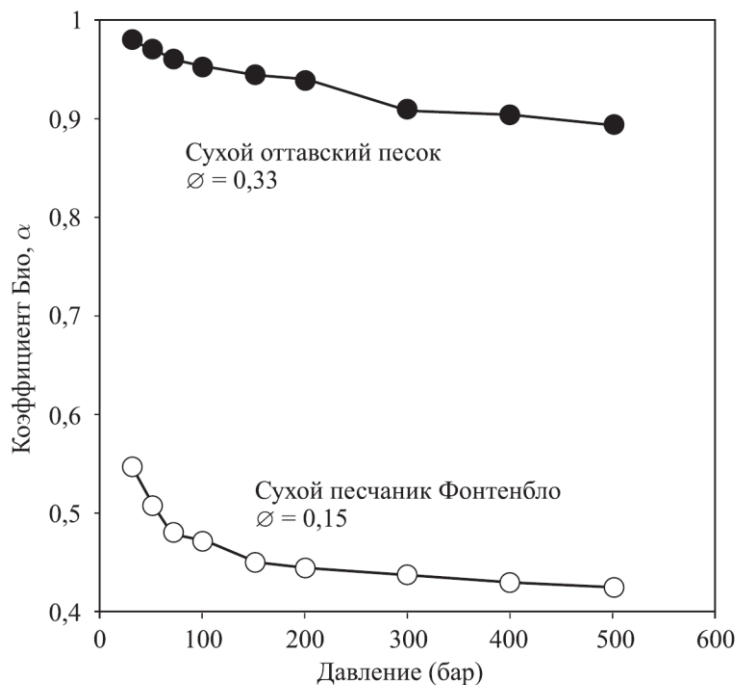


Рисунок 1.9– Лабораторные определения коэффициента Био для различных типов песка

Опираясь на формулы (1.70-1.72), авторами [69] были выявлены значения коэффициента Био. Результаты показали, хорошую сходимость, что было также отмечено авторами. (рисунок 1.10)

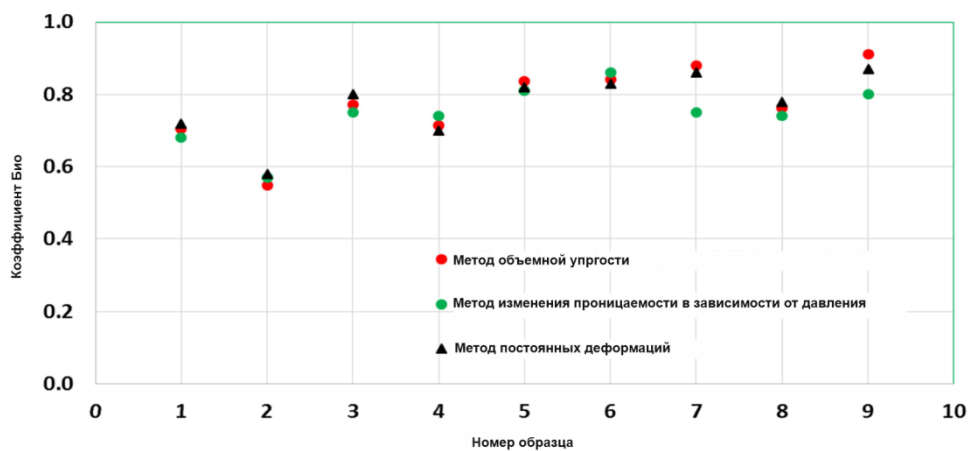


Рисунок 1.10– Результаты лабораторных исследований

Коллективом авторов [79] была определена величина коэффициента Био четырьмя различными способами на образцах мела. Исходя из рисунка 1.11, полученного в результате лабораторных испытаний, все методы демонстрируют различные значения. Это может быть связано с рядом причин, отмеченных авторами в данной работе. Одной из них является то, что коэффициент Био предполагается изотропным.

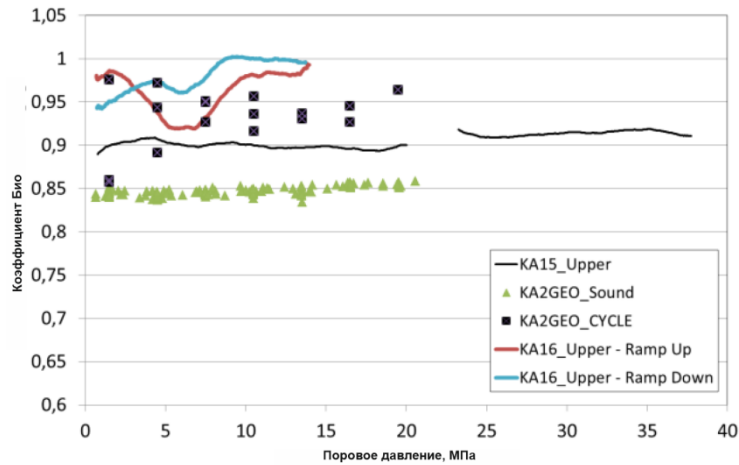


Рисунок 1.11– Значения к-та Био, определённого различными способами

В работе [85] устанавливается связь между коэффициентом Био и значением проницаемости, помимо этого, приводится уравнение 1.74, связывающее эти две величины.

$$\alpha = - \left(\frac{\delta k_p}{\delta k_c} \right) \quad (1.74)$$

где δk_p изменение проницаемости вследствие изменения порового давления; δk_c изменение проницаемости вследствие изменения бокового давления.

Предполагается, что данная формула будет неточна при следующих условиях испытания:

- 1) небольшие значения порового давления;
- 2) высокое боковое давление.

Это связано с тем, что при данных значениях изменение проницаемости может быть не установлено в течение эксперимента. Основные результаты лабораторных исследований приведены на рисунках 1.12-1.15.

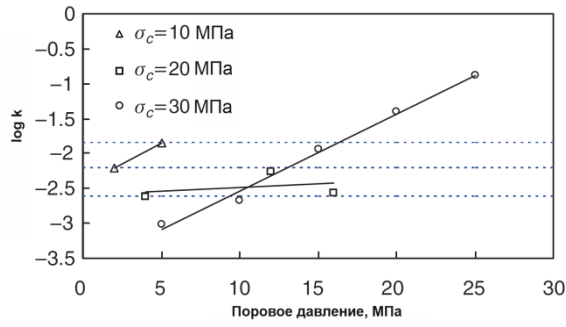


Рисунок 1.12– Зависимость между проницаемостью и поровым давлением

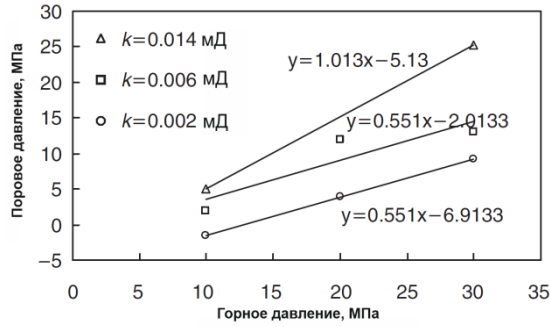


Рисунок 1.13- Зависимость между поровым давлением и горным давлением

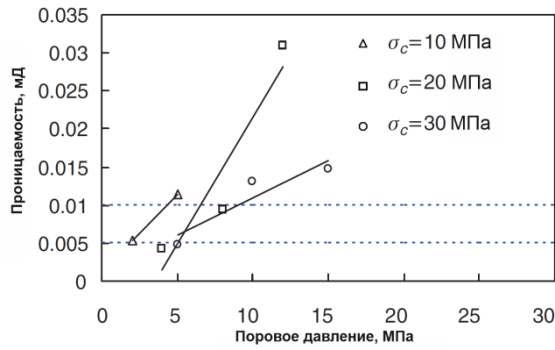


Рисунок 1.14– Зависимость между проницаемостью и поровым давлением

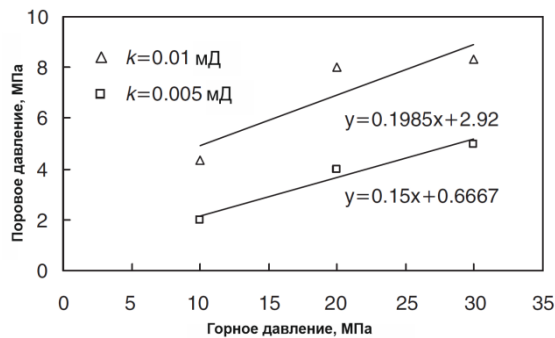


Рисунок 1.15- Зависимость между поровым давлением и горным давлением

Группой авторов [59] предложен новый метод определения коэффициента Био. Для этого они вводят ряд предположений:

1. порода однородна;
2. свойства горной породы постоянны;
3. порода и поток флюида изотермичны.

На основании этих упрощений приводится следующая формула 1.75 для определения коэффициента Био:

$$\alpha = \frac{\Delta\sigma}{\Delta P_p} \quad (1.75)$$

где $\Delta\sigma$ изменение общего напряжения;

ΔP_p изменение порового давления.

Схема нового способа определения представлена на рисунке 1.16, а результаты экспериментов на рисунке 1.17.

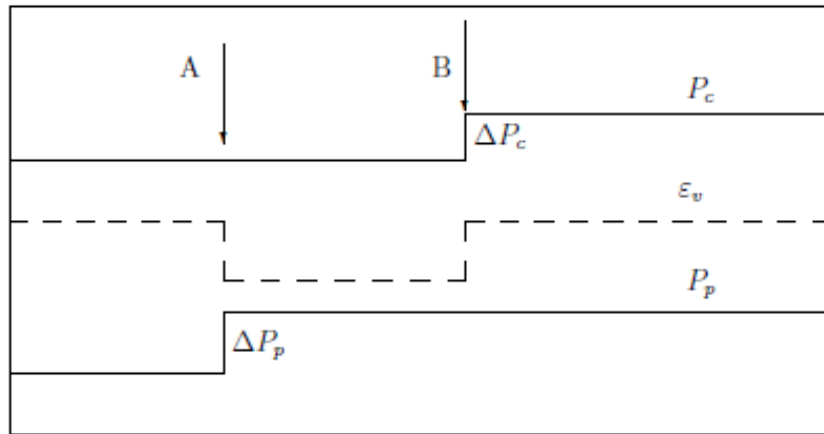


Рисунок 1.16– Схематическое представление хода эксперимента

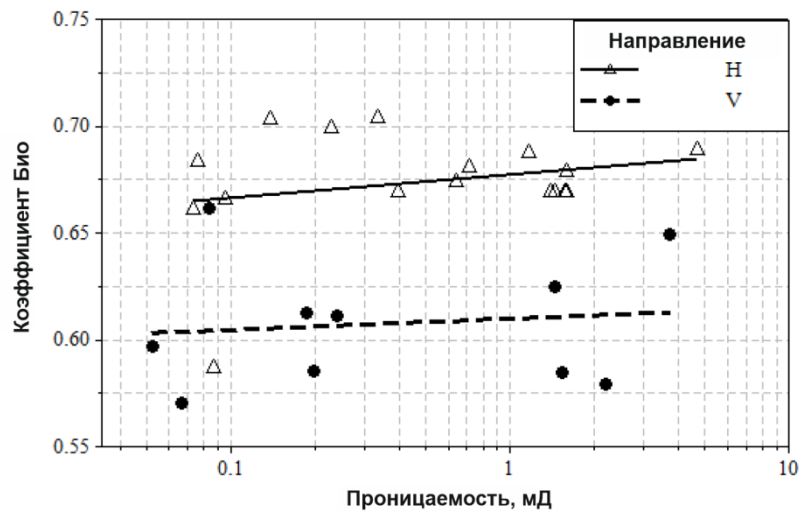


Рисунок 1.17– Результаты эксперимента

В результате проведения лабораторных испытаний были установлены значения коэффициента Био для пород, залегающих вертикально и горизонтально относительно плоскости напластования. Авторами отмечается зависимость между значениями коэффициента Био и проницаемостью.

Учитывая влияние флюидов, содержащихся в поровом пространстве, на прочностные характеристики, уравнение 1.76 можно представить в виде уравнения 1.77:

$$S_{ij} = \lambda \delta_{ij} \varepsilon_{00} + 2G \varepsilon_{ij} \quad (1.76)$$

$$S_{ij} = \lambda \delta_{ij} \varepsilon_{00} + 2G \varepsilon_{ij} - \delta_{ij} \alpha P_p \quad (1.77)$$

Одним из способов определения коэффициента проницаемости в лабораторных условиях является метод переменного порового давления (the oscillating pore pressure method). Кранц [65] и Фишер [53] одни из первых авторов, кто описал данный метод в своих трудах. Суть метода заключается в создании постоянной синусоидальной волны давления постоянной амплитуды и частоты. Регистрация данных осуществляется на обоих концах образца (рисунок 1.18). Перед началом испытания образец стабилизируется при поровом давлении, после этого синусоидальная волна давления (амплитуда принимается от 5% до 10 % от порового давления) подается на керн, который находится в кернадержателе под определенным боковым давлением.

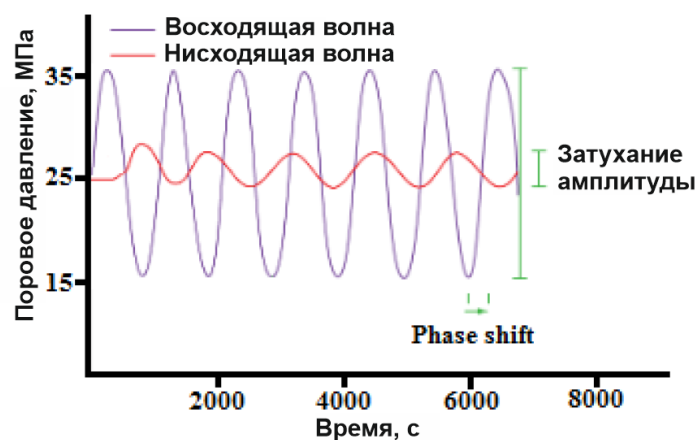


Рисунок 1.18– Пример давлений, записанных на обоих концах керна [69]

Определению коэффициента проницаемости с помощью метода переменного порового давления (the oscillating pore pressure method) посвящено много работ [41,57,58,65,72].

Автор [57, 58] использует данный метод не только для установления проницаемости, но и для выявления пороупругих свойств горной породы путем установления датчиков деформации на образце породы.

Используя формулу 1.78, предложенную Зимерманном [61,105], определяющую псевдомодуль упругости, и используя полученное значение емкостных свойств породы β_{st} , вычисляются константы, характеризующие пороупругое поведение породы (таблица 1.1)

$$K_{bp}^*(\omega) = \frac{p_p^0 e^{i\omega t}}{\varepsilon_0 e^{i\omega t}}, \quad (1.78)$$

где $\varepsilon_0 e^{i\omega t}$ – реакция деформации на колебание порового давления.

Таблица 1.1– константы, характеризующие пороупругое поведение породы, выраженные через β_{st} и K_{bp} [58].

Параметр	Определение через β_{st}	Определение через K_{bp}
K_{dr}	$\left(\beta_{st} + \frac{(1 + \phi)}{K_{min}} - \frac{\phi}{K_{fl}} \right)^{-1}$	$\left(\frac{1}{K_{bp}} + \frac{1}{K_{min}} \right)^{-1}$
α	$1 - \frac{\left(\beta_{st} + \frac{(1 + \phi)}{K_{min}} - \frac{\phi}{K_{fl}} \right)^{-1}}{K_{min}}$	$\frac{K_{min}}{K_{bp} + K_{min}}$
B	$1 - \frac{\phi}{\beta_{st}} \left(\frac{1}{K_{fl}} - \frac{1}{K_{min}} \right)$	$\frac{1}{1 + \phi \left(\frac{K_{bp}}{K_{fl}} - \frac{K_{bp}}{K_{min}} \right)}$
β_{st}	-	$\frac{1}{\frac{1}{K_{bp}} + \frac{\phi}{K_{fl}} - \frac{\phi}{K_{min}}}$
K_{bp}	$\left(\beta_{st} - \frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{1}{K_{min}} \right)^{-1}$	-

где K_{min} – модуль объемной упругости скелета горной породы,

ϕ – пористость;

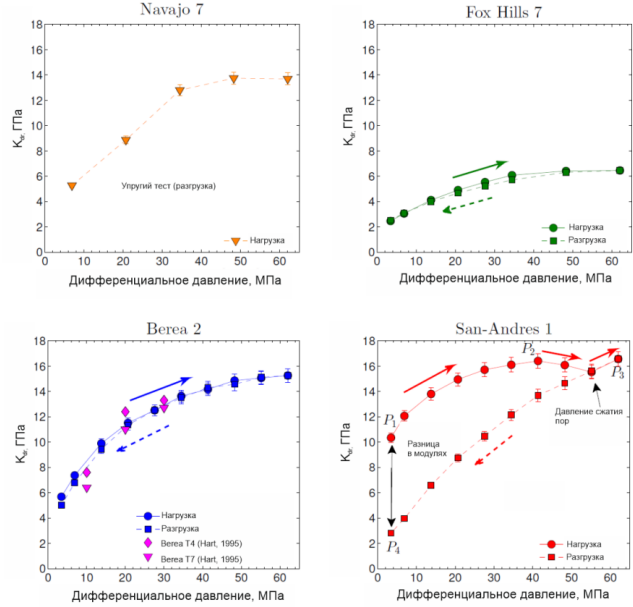
K_{fl} - модуль объемной упругости жидкости;

K_{dr} - модуль объемной упругости породы;

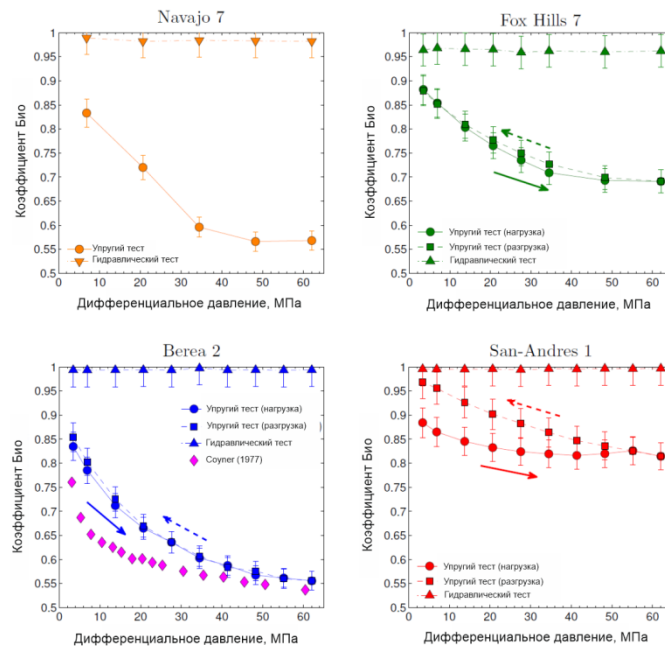
B – коэффициент Скемптона;

α – коэффициент Био.

Результаты лабораторных исследований изображены на рисунках 1.19-1.20.



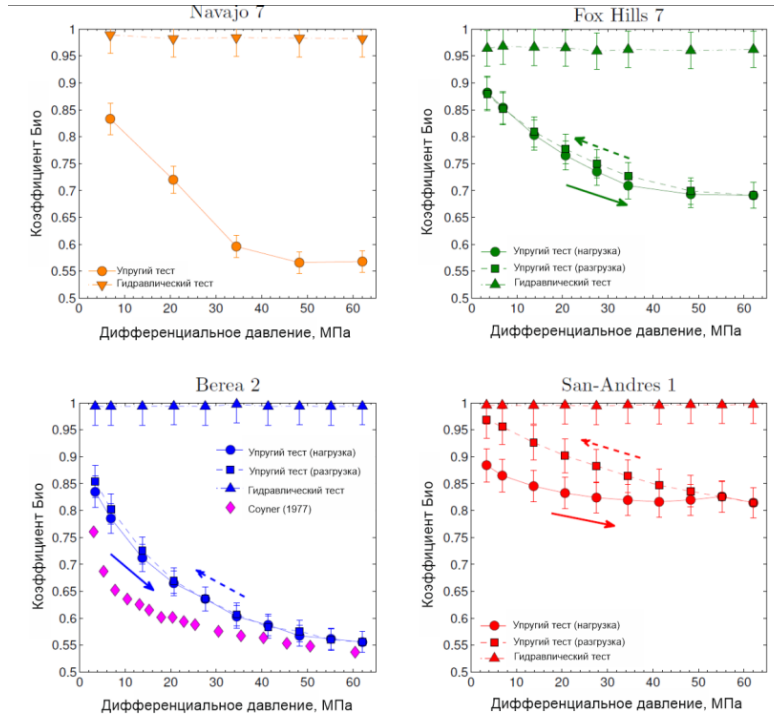
а)



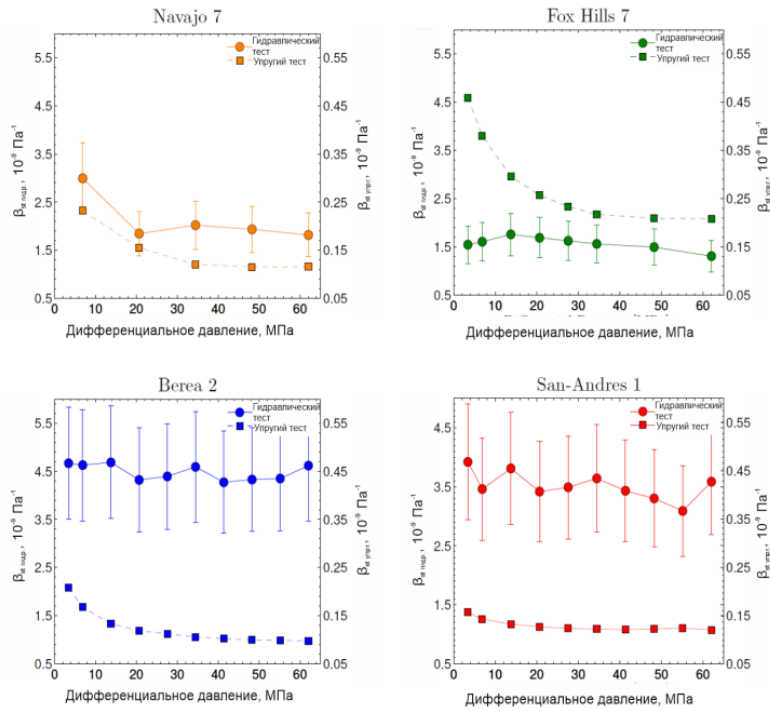
б)

Рисунок 1.19 – а - зависимость модуля объемной упругости от напряжения для различных образцов; б – зависимость коэффициента Био от напряжения, измеренного при частоте

100 мГц;



а)



б)

Рисунок 1.20 – а – коэффициент Скемптона, полученный при нагрузке и разгрузке породы; б – сравнение между β_{st} , полученным гидравлически и β_{st} , полученным упругим способом при частоте 0,1 Гц.

В теории Био нет учета девиаторного напряжения, как фактора, влияющего на поровое давление. В анизотропных породах данное напряжение может влиять на изменение величины порового давления. Скемптон [90] вывел формулу 1.79, определяющую величину создаваемого порового давления в породе в результате приложенного на нее напряжения:

$$\Delta p = BS_{00}, \quad (1.79)$$

где B – коэффициент Скемптона;

S_{00} – величина приложенного напряжения.

В своих трудах он предложил другую формулу 1.80 для определения изменения порового давления, с учетом влияния девиаторного напряжения [90]:

$$\Delta p = B[\Delta\sigma_3 + A(\Delta\sigma_1 - \Delta\sigma_3)] \quad (1.80)$$

Данное уравнение может быть преобразовано в следующее 1.81:

$$\Delta p = B \left[\frac{1}{3} (\Delta\sigma_1 + 2\Delta\sigma_3) + \left(A - \frac{1}{3} \right) (\Delta\sigma_1 - \Delta\sigma_3) \right], \quad (1.81)$$

где A – другой коэффициент Скемптона, характеризующий влияние девиаторного напряжения на породу, насыщенную флюидом;

$\Delta\sigma_1 - \Delta\sigma_3$ – девиаторное напряжение.

Бишоп [43] расширил соотношение (1.79), добавив в него влияние модуля объемной упругости скелета горной породы и предложил следующее уравнение 1.82:

$$B = \frac{\alpha}{\alpha + \phi K \left(\frac{1}{K_f} - \frac{1}{K_s''} \right)}, \quad (1.82)$$

где K_f – модуль объемной упругости жидкости;

K_s'' – модуль объемной упругости скелета.

В работах [17,60,73] определяется коэффициент Скемптона для различных геолого-промысловых условий. В результате проведения лабораторных исследований авторами [73] были определены значения анизотропных коэффициентов Скемптона при определенных условиях (рисунок 1.21).

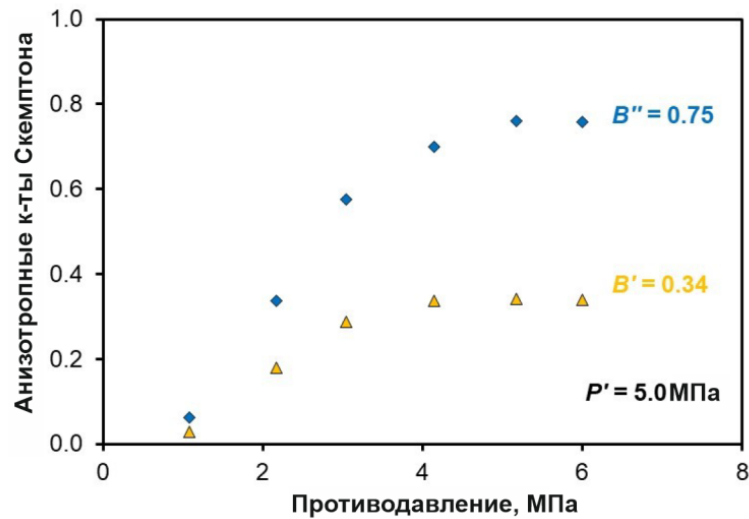


Рисунок 1.21 - Анизотропные коэффициенты Скемптона как функция противодействия

Авторами [74] были проведены лабораторные исследования, позволяющие произвести полное насыщение образцов. Для оценки степени насыщения горной породы использовались следующие параметры: коэффициент Скемптона и скорость распространения продольной волны (рисунки 1.22-1.23).

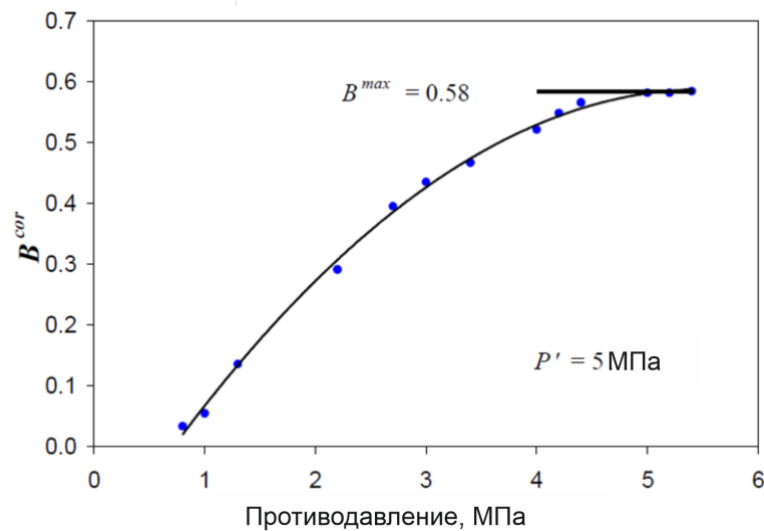


Рисунок 1.22 – Зависимость коэффициента Скемптона от противодействия

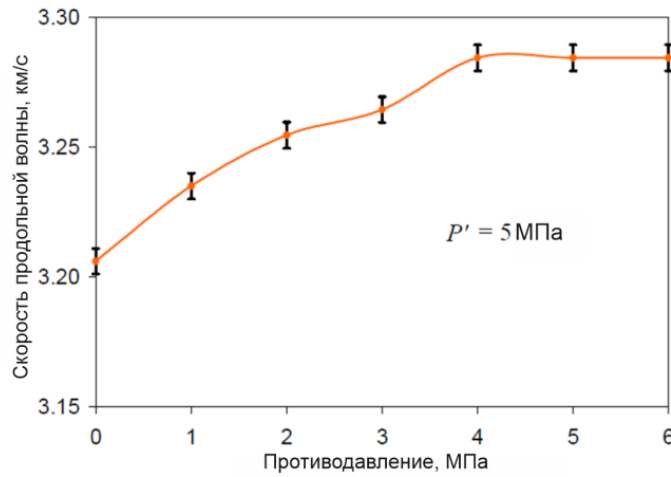


Рисунок 1.23 – Зависимость скорости продольной волны от противодавления

В работе [77] была установлена связь между следующими параметрами (таблица 1.2): коэффициент Скемптона (B), пористость (η_0), модуль объемной упругости флюида (K_f), модуль объемной упругости скелета (K_s), параметр микронеоднородности, введенный Сахаем [86], (n), коэффициент Био (α) и безразмерный параметр (δ_{K_s}), который варьируется от 0 до 1. В основу этой работы легло уравнение 1.83, позволяющее определить модуль объемной упругости породы, в которой не происходит дренажа (K_{ud}) [102].

$$\frac{1}{K_{ud}} = \frac{1-B}{K_0} + \frac{B}{K'_s} \quad (1.83)$$

Таблица 1.2– различные варианты взаимосвязи коэффициента Скемптона с другими параметрами

δ_{K_s}	n	B	Передел
0	$0 \cdot \frac{K_s}{K_s}$	$\frac{K_f}{(1 - \eta_0)K_s + \eta_0 K_f}$	$0 < B_{min} \leq 1$
1	0..1	$\frac{1}{\eta_0 + (1 - \eta_0)n}$	$B \geq 1$
0..1	0	$\frac{\alpha K_f}{\eta_0 (1 - \alpha)K_s + \alpha K_f}$	$B_{max} \leq \frac{1}{\eta_0}$
0..1	1	$\frac{\frac{1}{K_0} - \frac{1}{K_s}}{\frac{1}{K_0} - \frac{1}{K_s} + \eta_0 \left(\frac{1}{K_f} - \frac{1}{K_s} \right)}$	B^{BG}
1	$\frac{K_s}{K_s}$	$\frac{K_f}{(1 - \alpha)K_s + \alpha K_f}$	B_{min}

где K_0 – модуль объемной упругости высушенного скелета породы

Помимо порового давления и связанного с ним эффективного напряжения, на НДС горной породы влияет изменение основных физико-механических свойств (модуль Юнга, коэффициент Пуассона и др.). Изучению процесса изменения данных параметров, а также влияния их на фильтрационно-емкостные свойства и установления связи с другими параметрами породы, посвящено много работ [67,81,82,50,27,29,62,38]. На рисунке 1.24 представлены данные, полученные в результате лабораторных исследований. Исследования проводились на образцах песчаника, известняка и глины. Были определены значения коэффициента Пуассона и модуля Юнга, по которым также было определено значение пористости [67].

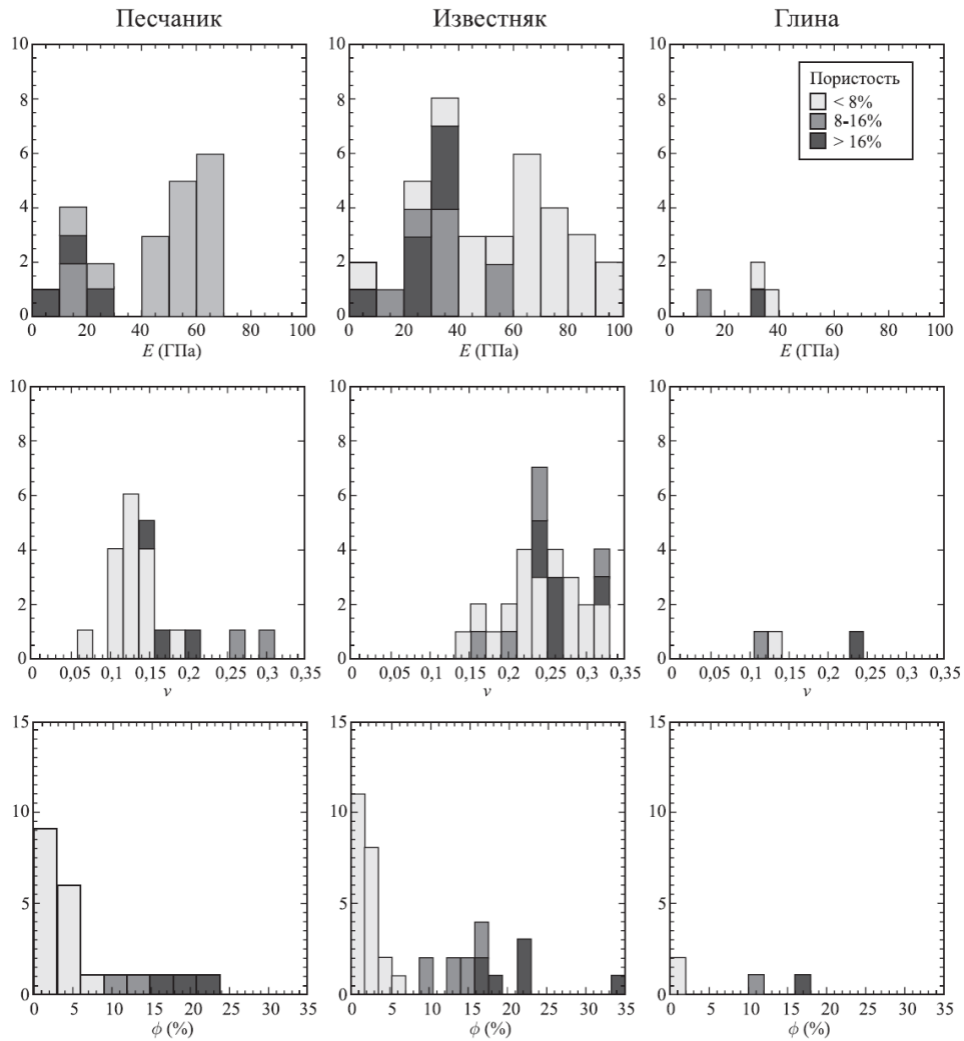


Рисунок 1.24 – Типичные величины статических измерений модуля Юнга E , коэффициента Пуассона ν и пористости ϕ

Коллективом авторов [100] были проведены исследования по изучению изменения основных физико-механических свойств горной породы в процессе эксплуатации с применением заводнения. Авторами были проведены лабораторные исследования по определению предела прочности на сжатие (рисунок 1.25) и растяжение (рисунок 1.26) на образцах породы, которые были получены из пласта, подвергавшегося длительному заводнению и на образцах, которые получены из пласта, который не участвовал в процессе заводнения. Так же на этих образцах были проведен анализ изменения минерального состава с помощью растрового электронного микроскопа и ядерного магнитного резонанса (рисунок 1.27).

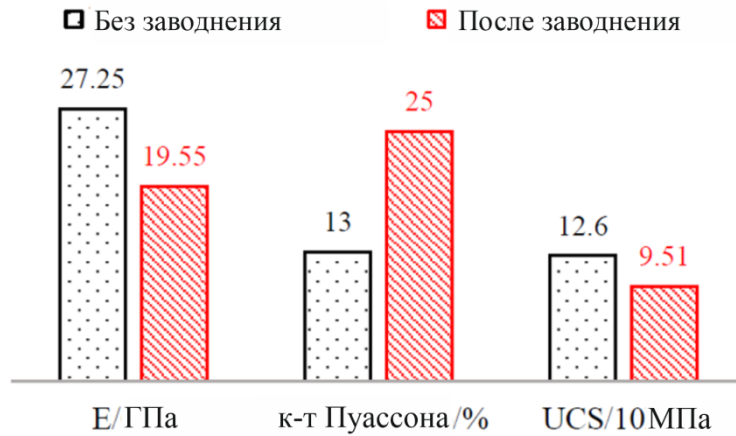


Рисунок 1.25– Сравнение параметров образцов после одноосного сжатия

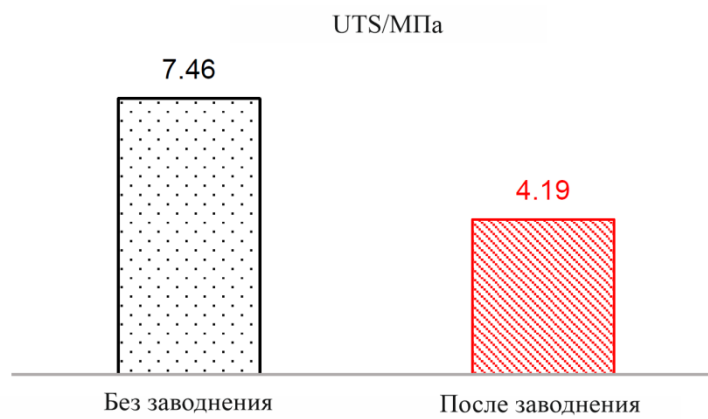


Рисунок 1.26– Сравнение параметров образцов после растяжения

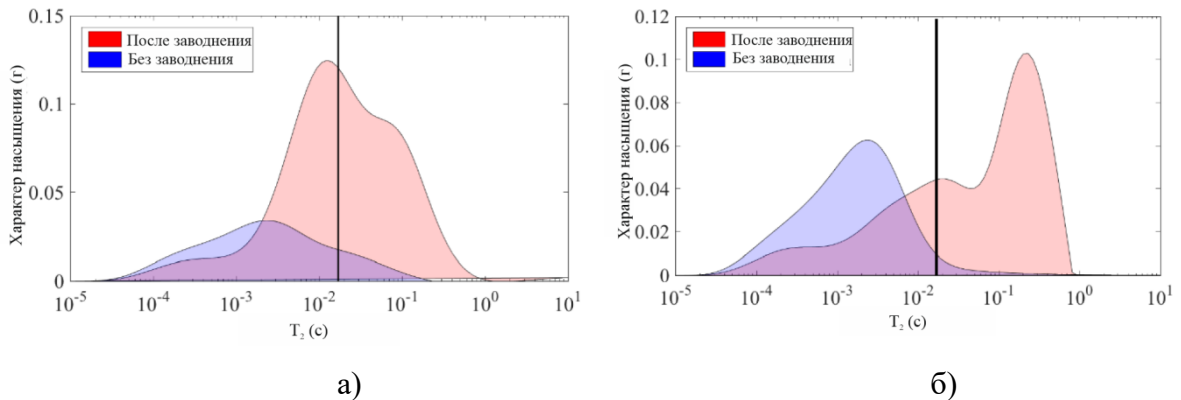


Рисунок 1.27 – Распределение пор в образцах без учета заводнения (а), с учетом (б)

В результате проведенных исследований установлено, что в образцах породы, которые были получены из пласта подвергавшегося заводнению, происходит увеличение коэффициента Пуассона на 92,31%. Также наблюдается уменьшение модуля упругости, предела прочности на сжатие и на растяжение на 28,26%, 24,52% и 43,83 % (рисунки 1.25-1.27).

Влияние насыщения на прочностные характеристики породы отмечается во многих работах [28,45,84,105 и др]. Этому вопросу посвящена статья [78], в которой исследуется воздействие флюида, находящегося в поровом пространстве горной породы, на ее основные физико-механические свойства. Перед началом испытаний образцы керн были проанализированы с помощью стандартного анализа, ядерно-магнитного резонанса, рентгенодифракционного метода, была получена компьютерная томограмма и др. Физико-механические свойства горной породы устанавливались с помощью определения предела прочности при одноосном сжатии и растяжении, а также опираясь на скорости распространения продольных и поперечных волн были выявлены динамические показатели (рисунки 1.28-1.29). В ходе испытаний образцы были поделены на три группы: сухие, насыщенные нефтью, насыщенные соляным раствором (3% KCl).

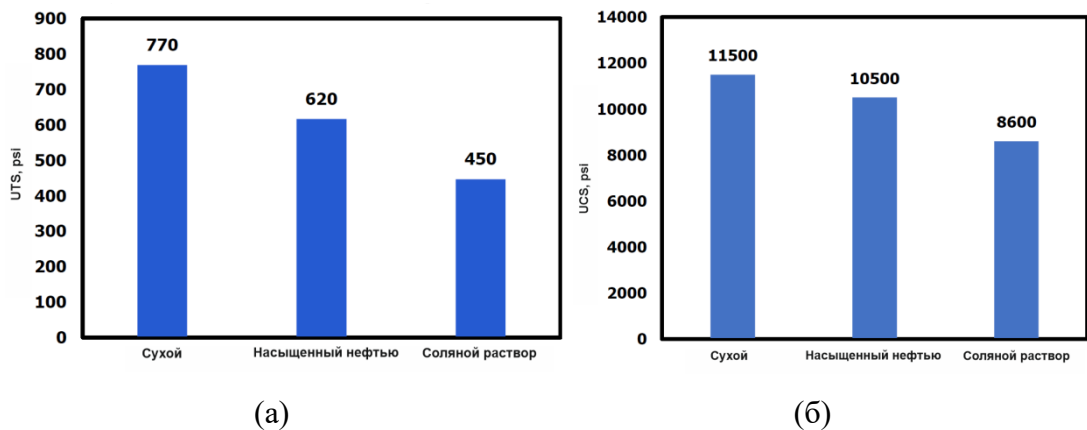


Рисунок 1.28 – Значения предела прочности для различных пород (а) при растяжении (б) при одноосном сжатии

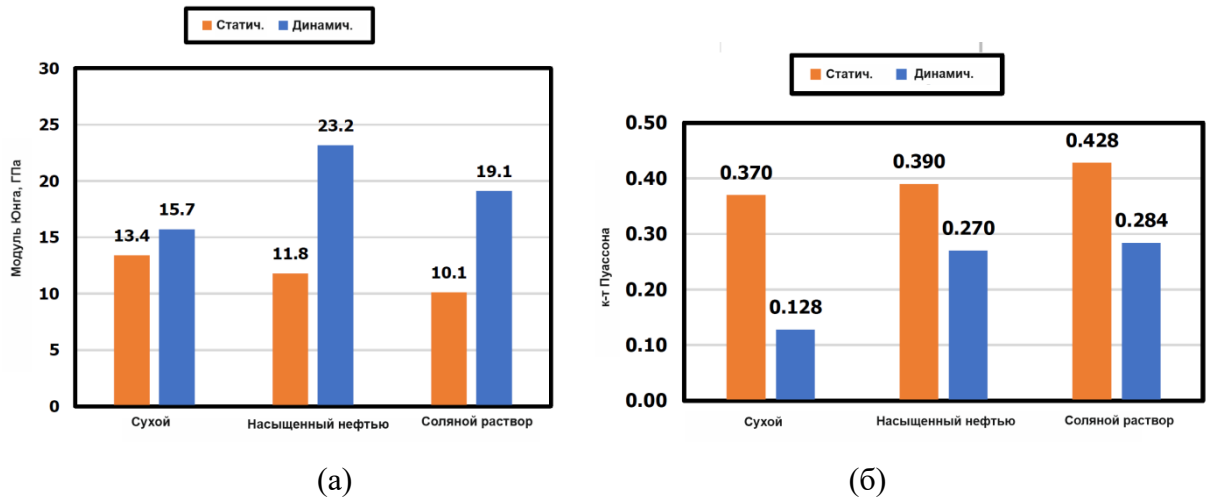


Рисунок 1.29 – Значения динамических и статических упругих характеристик для различных образцов (а) модуль Юнга (б) коэффициент Пуассона

Авторами [78] отмечается отрицательное влияние соляного раствора на прочностные характеристики.

В исследовании [95] рассматривается метод оценки влияния насыщения на свойства песчаника. Отмечается, что существует зависимость между значением эффективной пористости и степенью влияния флюида, содержащегося в горной породе. Метод заключается в определении плотности, предела прочности при одноосном сжатии для сухих и насыщенных образцов. После определения данных показателей прочность представляется в виде функции от водонасыщенности (рисунки 1.30-1.32).

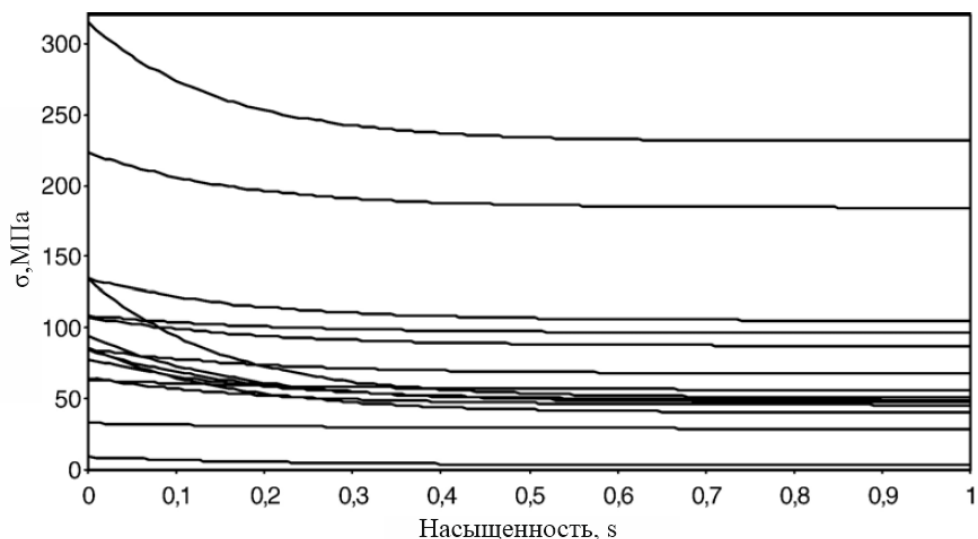


Рисунок 1.30 – Прочность как функция от насыщения

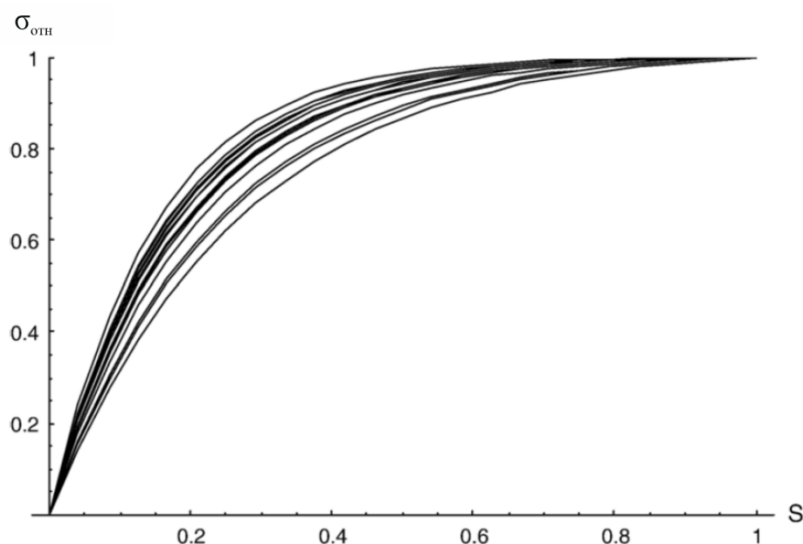


Рисунок 1.31 – Относительная прочность как функция от насыщения

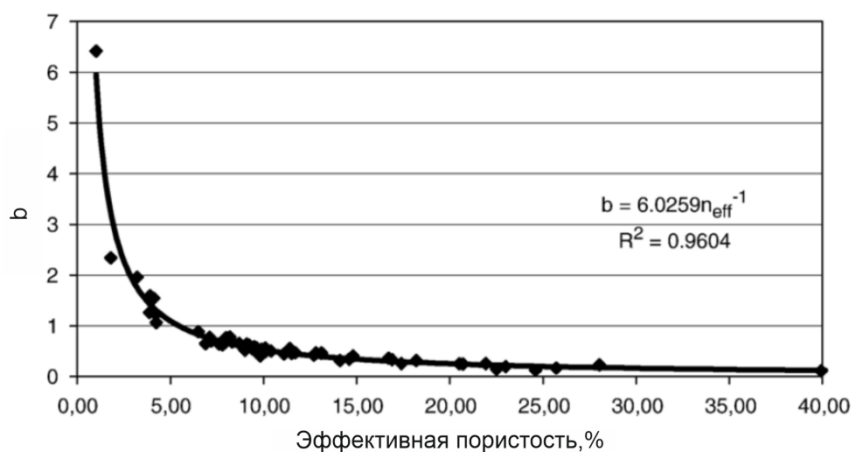


Рисунок 1.32– Параметр b как функция от эффективной пористости

Параметр b определяется из соотношения 1.84:

$$b = \frac{b^*}{n_{eff}} \quad (1.84)$$

где b^* определяется из выражения 1.85

$$b^* = -\ln\left(\frac{0,1}{\sigma_{c0} - \sigma_{csat}}\right), \quad (1.85)$$

где σ_{c0} – предел прочности при одноосном сжатии сухого образца;

σ_{csat} – предел прочности при одноосном сжатии насыщенного образца.

Насыщенность горной породы оказывает влияние также на изменение модуля сдвига. Авторами [63] были проведены лабораторные эксперименты по измерению скорости прохождения продольной и поперечной волны в песчаниках, насыщенных различными флюидами (керосин, нефть, вода +

рассол). После определения данных величин были выявлены значения модуля сдвига, который сильно зависит от типа насыщающей жидкости, ее вязкости, структуры породы и приложенных давлений (рисунки 1.33-1.34).

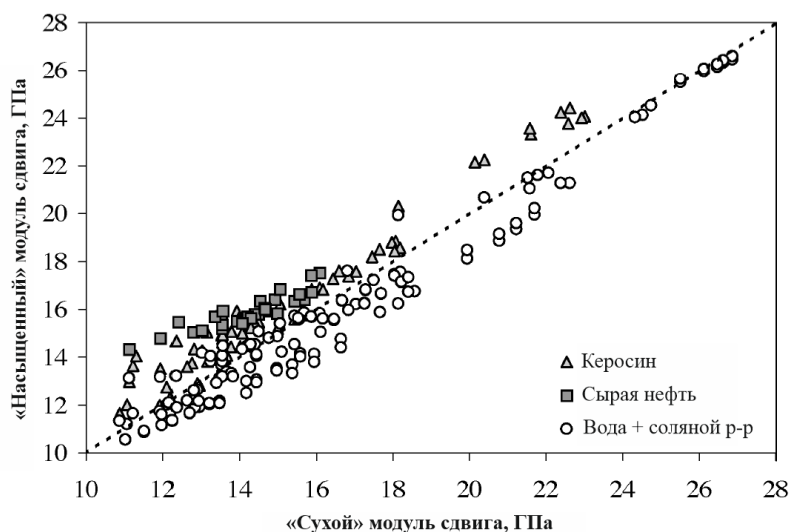


Рисунок 1.33– Зависимость между «сухим» модулем сдвига и модулем сдвига насыщенной породы (дифференциальное давление изменялось от 20 до 40 МПа)

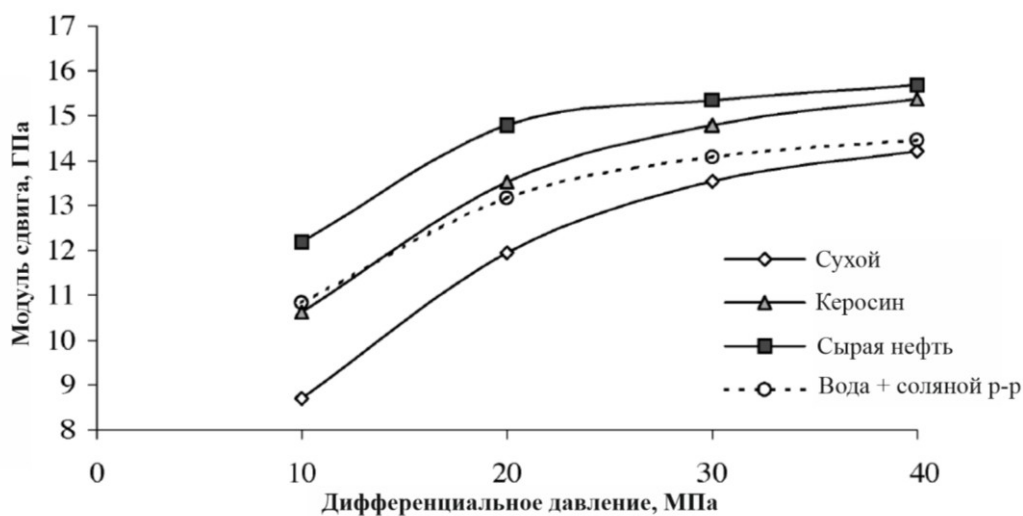


Рисунок 1.34–Динамический модуль сдвига как функция от дифференциального давления

В работе [70] были исследованы 28 образцов с различными значениями предела прочности при одноосном сжатии. Данные образцы были проанализированы различными методами, в том числе с помощью растрового электронного микроскопа. Было отмечено, что существует возможность предсказывать прочность пород при одноосном сжатии за счет

анализа керна. Для оценки прочности керна предлагается набор параметров, таких как: литологический состав, содержание кварца и глины и др.

Исходя из отмеченого выше, в ходе разработки месторождения может происходить изменение НДС, что в свою очередь вызывает необратимые процессы, влияющие на фильтрационно-емкостные свойства (например проницаемость), структуру порового пространства и др. Проницаемость пласта – это одна из главных величин, влияющих на фильтрацию флюида в пласте. В процессе моделирования фильтрации флюида учитывается анизотропия проницаемости. Данный параметр изменяется в течение разработки нефтяного месторождения, причин этому много, в том числе и изменение напряженно-деформированного состояния. Для оценки изменения анизотропии проницаемости в лабораторных условиях используются результаты испытаний на трехосное сжатие. К настоящему моменту существует большое количество работ в которых определяется анизотропия проницаемости при трехосном сжатии [44,103,104,106 и др].

Коллективом авторов [104] были проведены лабораторные исследования по определению анизотропии проницаемости на образцах песчаника. Для более точной оценки проницаемости k_1 (проницаемость, полученная в направлении максимального напряжения, рисунок 1.36) авторами использовался метод (гибридный тест), впервые описанный в статье [106], для определения k_3 (проницаемость, полученная в направлении минимального напряжения) применялось трехосное растяжение. Сравнив данные два параметра, оценивалась анизотропия проницаемости (рисунки 1.37). Схемы трехосного растяжения и сжатия представлены на рисунке 1.35.

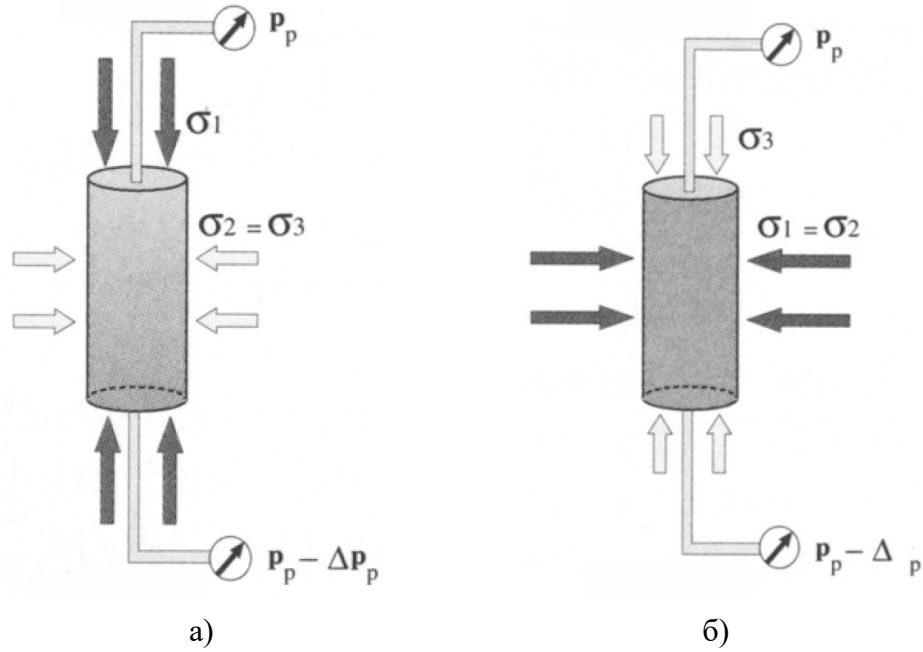


Рисунок 1.35– Схемы трехосного а) – сжатия, б) – растяжения

В процессе данного гибридного теста образец сначала подвергается гидростатической и боковой нагрузке, после этого увеличивается одновременно осевая (σ_1) и радиальная ($\sigma_2 = \sigma_3$) нагрузки. При этом соотношение между $\sigma_2 = \sigma_3$ и σ_1 должна быть 1:4.

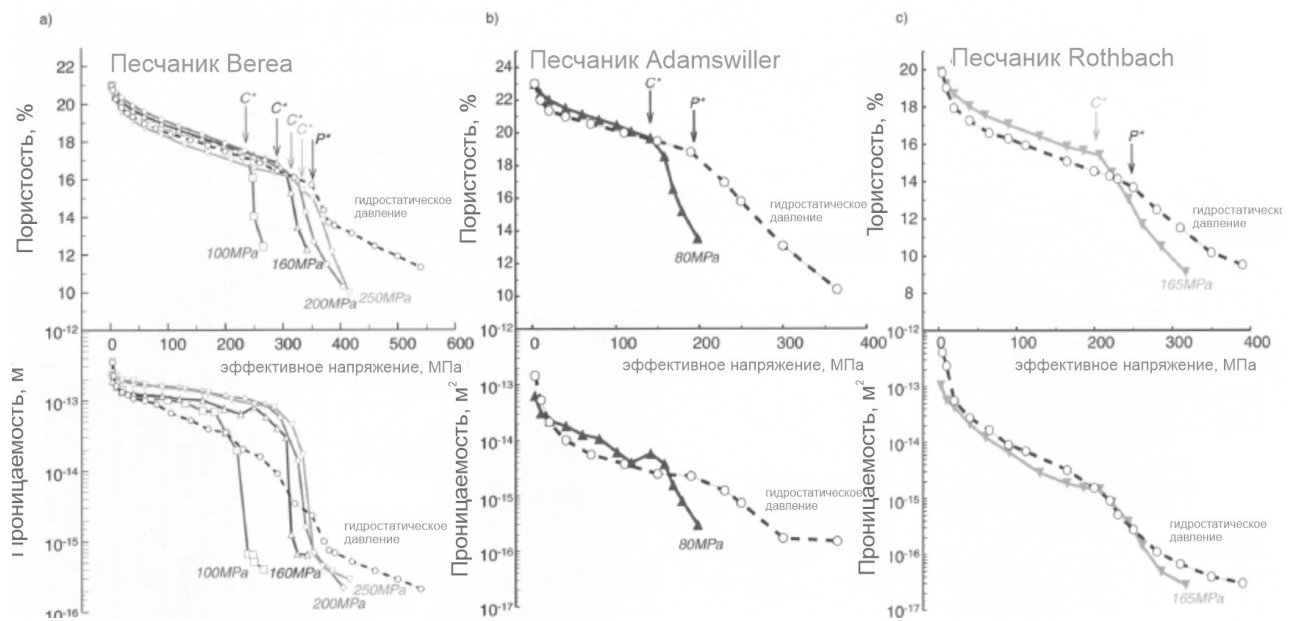


Рисунок 1.36 – Зависимость проницаемости и пористости от эффективного напряжения,

C^* - критическая нагрузка, P^* - начало разрушения пор

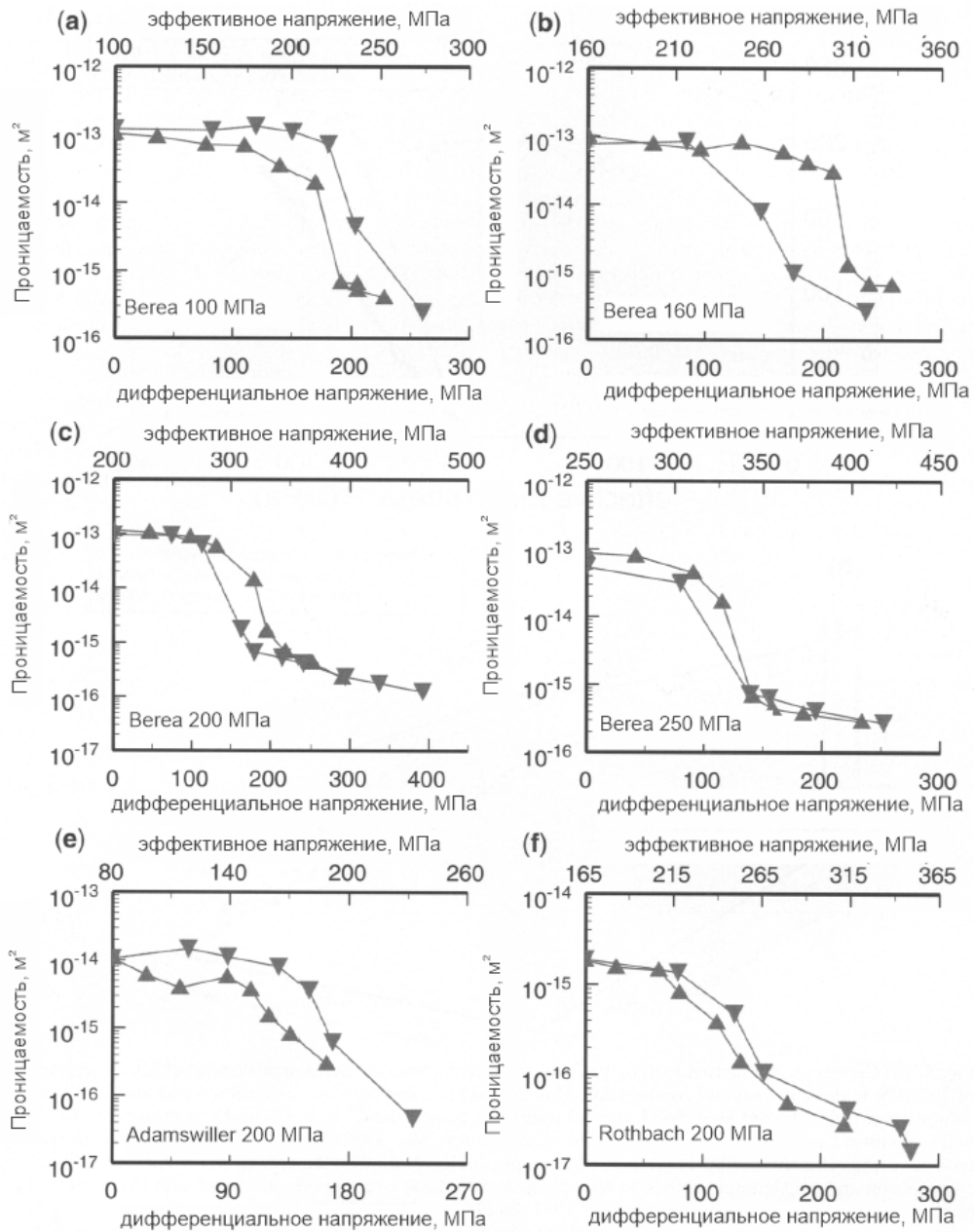


Рисунок 1.37 – Сравнение k_1 (треугольники с вершиной, направленной вверх) k_2 (треугольники с вершиной, направленной вниз)

Большое количество работ по лабораторному исследованию анизотропии проницаемости проводилось и проводится на цилиндрических образцах. Обычное трехосное сжатие на цилиндрических образцах не всегда позволяет точно измерить проницаемость в направлении σ_2 . Для этих целей используются образцы в форме прямоугольной призмы. На песчаниках испытания на призматических образцах, направленные на выявление проницаемости по σ_2 , проводились в исследованиях Такаши и др. [68,92].

Данные лабораторные испытания провели Сато и др. [88]. Авторами была измерена проницаемость в направлении напряжения σ_2 и σ_1 , тем самым была оценена анизотропия проницаемости (рисунок 1.38).

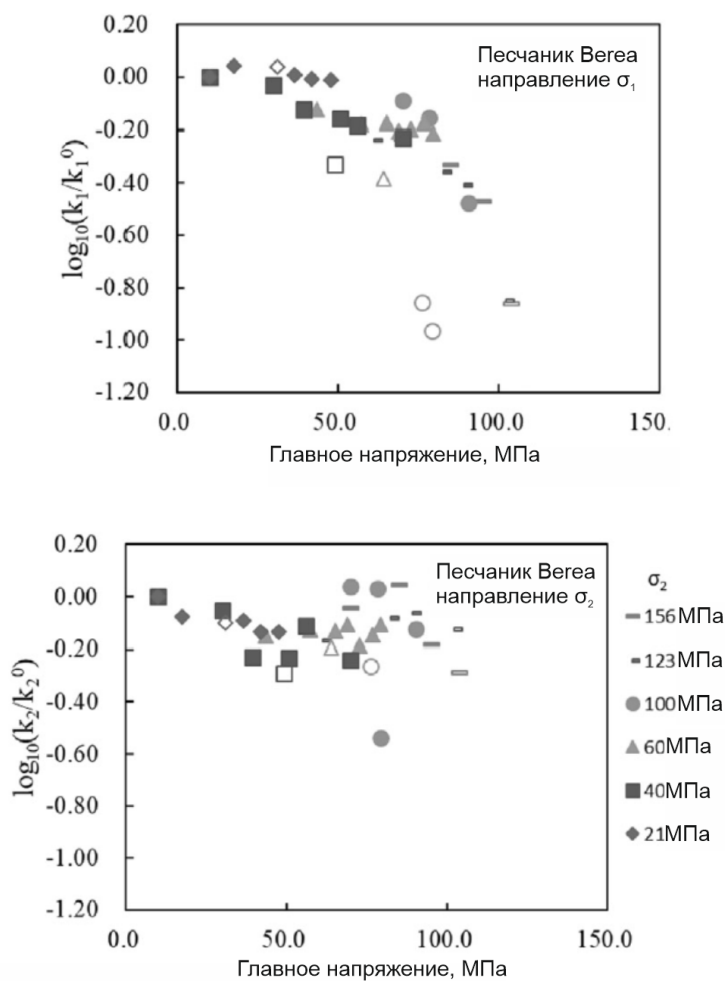


Рисунок 1.38 – Приведенная проницаемость в зависимости от главного напряжения

Установлено, что проницаемость песчаника увеличивается с увеличением среднего напряжения, а величина анизотропии песчаника коррелирует с σ_2 .

Проницаемость также зависит от порового давления, которое, как отмечалось выше, влияет на изменение НДС. Авторами [37] была установлена зависимость между поровым давлением и значением относительной проницаемости (вода-керосин, керосин - жидкость на основе диоксида кремния, рисунки 1.39-1.40). Также были получены относительные

проницаемости в системе вода-керосин, керосин - жидкость на основе диоксида кремния при различных поровых давлениях (рисунок 1.41).

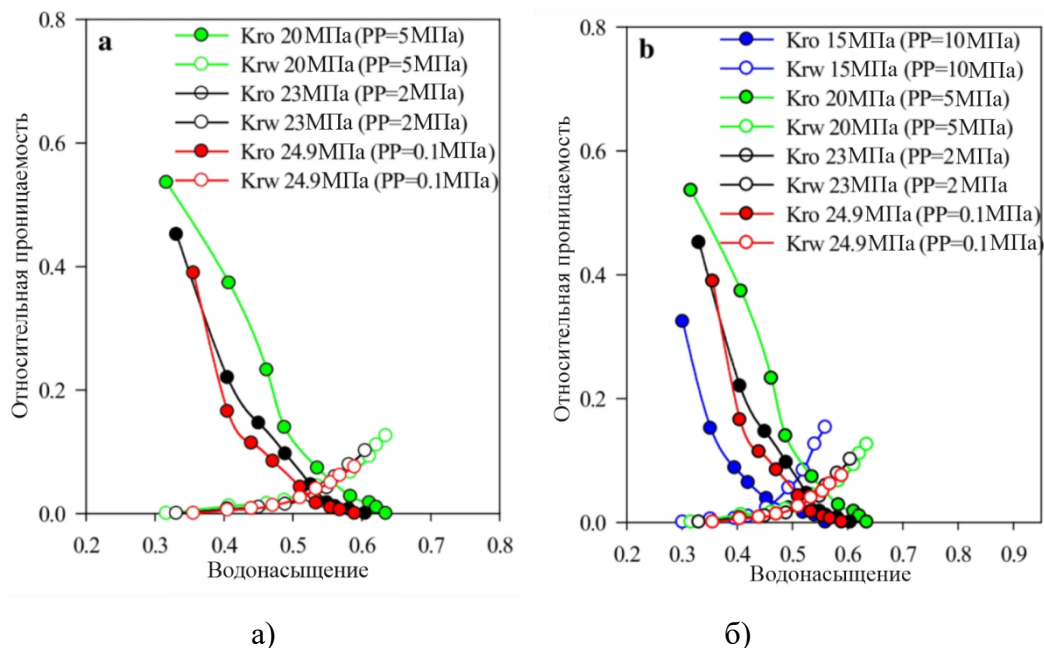


Рисунок 1.39– Влияние порового давления на относительную проницаемость в системе вода-керосин а) низкие значения порового давления б) от низких значений к высоким

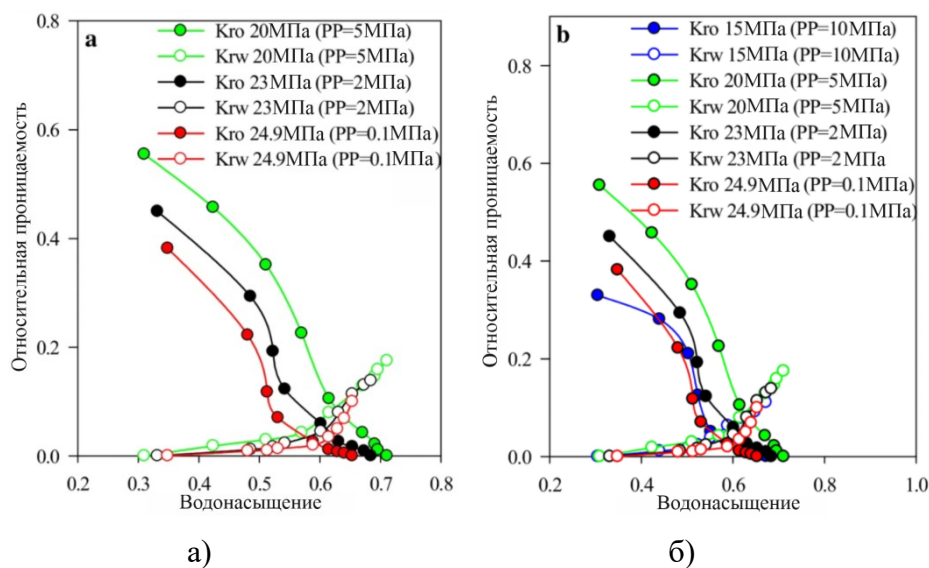


Рисунок 1.40– Влияние порового давления на относительную проницаемость в системе керосин - жидкость на основе диоксида кремния а) низкие значения порового давления б) от низких значений к высоким

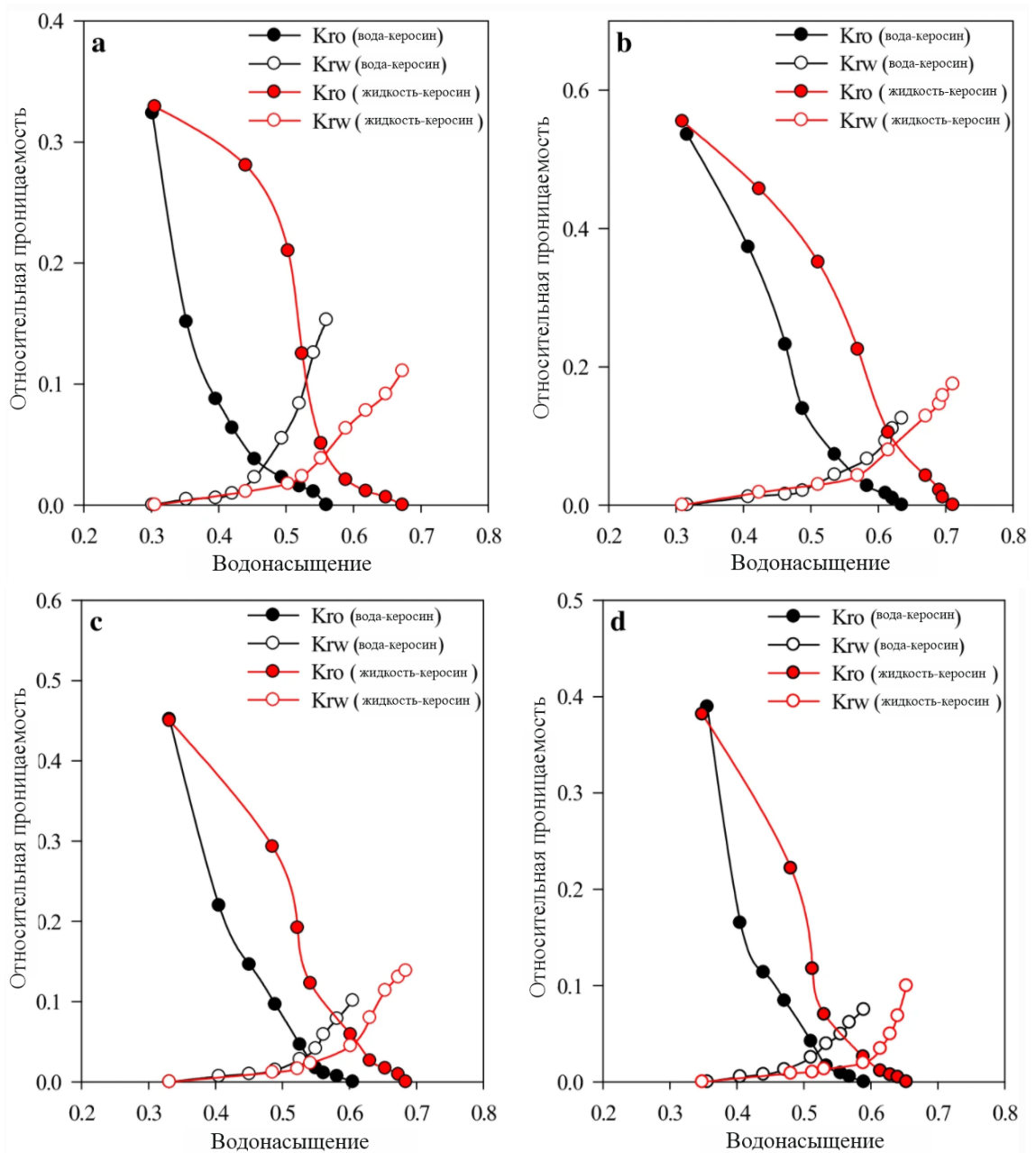


Рисунок 1.41 – Сравнение относительных проницаемостей в системе вода-керосин, керосин - жидкость на основе диоксида кремния при различных поровых давлениях а 10МПа, б 5 МПа, с 2 МПа, д 0,1 МПа

В работе отмечается, что при низких значениях порового давления относительная проницаемость уменьшается в обеих системах. Высокие значения порового давления оказывают более сильное влияние на значения относительных проницаемостей.

Проницаемость, в том числе, зависит от структуры порового пространства, которое в свою очередь может изменяться в течение

разработки. Поровое пространство представляет собой сложную структуру. Зачастую поровое пространство представлено порами или трещинами. Некоторые из них появляются в результате колебания НДС. Поэтому существует большое количество работ, посвященных комплексному изучению связей между структурой порового пространства и физико-механическими свойствами. В одной из работ [99] проведено исследование зависимости между значением угла трещины и значениями проницаемости и предела прочности при трехосном сжатии. Углы падения в данной работе были 90° , 60° , 45° , 30° или 0° (рисунки 1.42-1.43).



Рисунок 1.42 – Образцы перед испытание на прочность

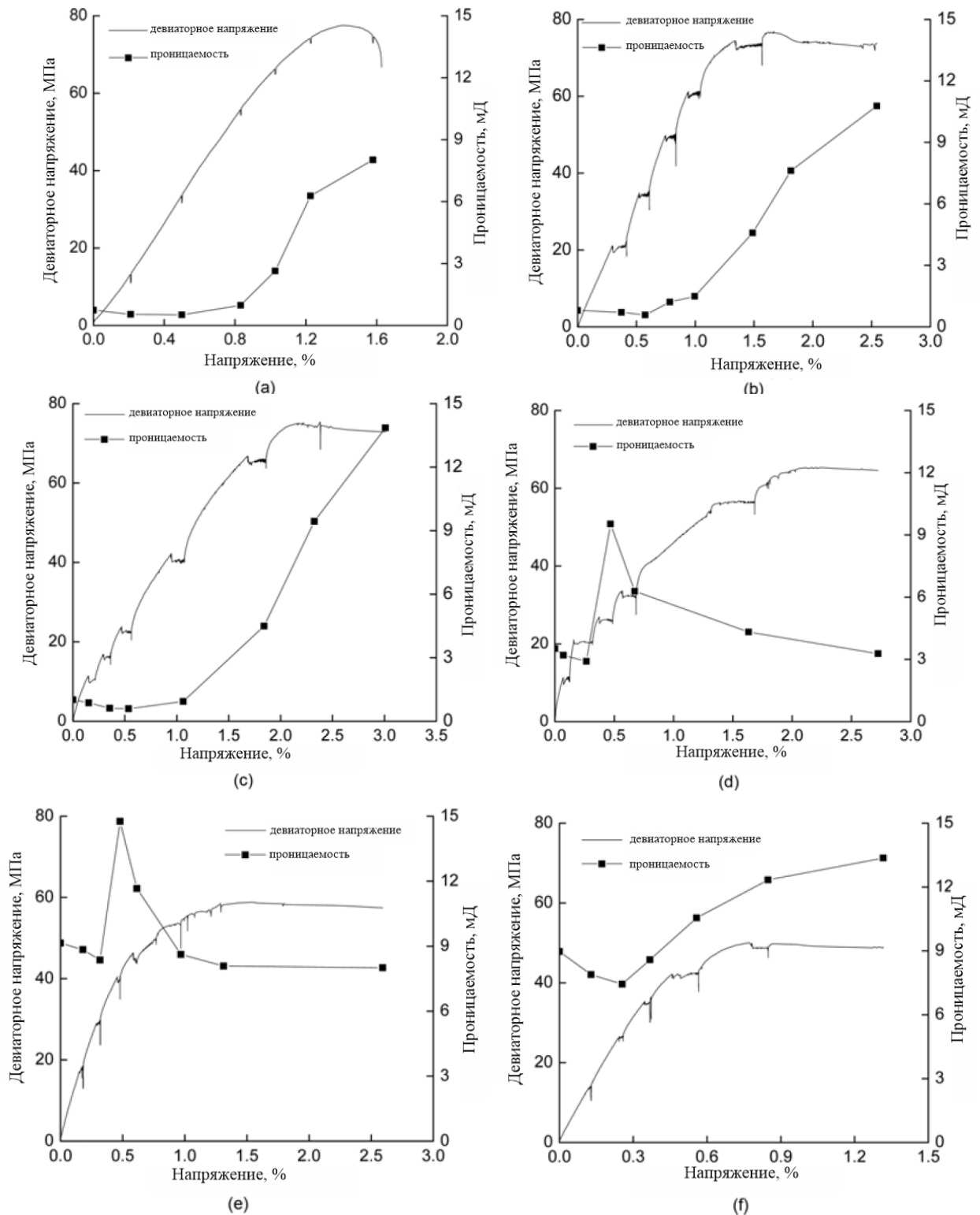


Рисунок 1.43 – Кривые зависимости девиаторного напряжения и проницаемости от деформации горной породы с разными углами при давлении 20 МПа

Авторами отмечается, что проницаемость образцов до разрушения уменьшается с увеличением угла. После разрушения значения прочности у

образца без трещины и образцов с большим углом примерно одинаковые. В породах с маленьким углом, значение прочности уменьшается. В образцах с большими углами наблюдается увеличение проницаемости при увеличении нагрузки. Тренд изменения проницаемости у образцов с малыми углами трещин примерно одинаков. При уплотнении наблюдается снижение проницаемости, после данной стадии происходит увеличение значения проницаемости в упругой зоне. Постепенное увеличение нагрузки приводит к снижению проницаемости и разрушению образца. Образец с трещиной, располагающейся параллельно оси образца породы, показал наименьшее значение предела прочности, в то время как значения проницаемости увеличивались на протяжении всего испытания.

1.6 Выводы по главе 1

1. Анализ зарубежной и отечественной литературы показал, что в настоящее время выполнено большое количество работ, направленных на изучение механизма влияния параметров, характеризующих напряженно-деформированное состояние горного массива, на течение жидкости в поровом пространстве. Анализ также показал, что объективно существует проблема получения достоверной информации о состоянии пород-коллекторов, а также о других параметрах, которые должны быть учтены при определении технической и экономической эффективности используемых технологий при разработке месторождений нефти.

2. Выявлены основные критерии применимости идеальных моделей, описывающих процесс течения жидкости в поровом пространстве. Несмотря на широкую применимость данных моделей существует ряд допущений, в том числе используется упрощенная модель, характеризующая НДС породы-коллектора.

3. По результатам анализа литературы отмечается, что существуют различные параметры, характеризующие напряженно-деформированное состояние (НДС) породы-коллектора и влияющие на течение жидкости в поровом пространстве: коэффициент Био, коэффициент Скемптона, поровое

давление, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, девиаторное напряжение. Данные параметры, необходимо учитывать при моделировании процесса течения жидкости.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Методика подготовки образцов к испытаниям

Подготовку образцов к испытаниям осуществляют в следующем порядке:

1. Приготовление образцов в форме цилиндра размером 30мм/60мм на специальном оборудовании.
 2. Подготовка и очистка граней пробы.
 3. Сушка образца в сушильном шкафу до постоянной массы.
 4. Измерение геометрических и физических характеристик образца.
- Определение пористости и проницаемости образца.

1) Приготовление образцов в форме цилиндра.

Для изготовления образцов цилиндрической формы необходим буровой станок Husqvarna DM 320 и шлифовальный станок STRASSENTEST Baustoff-Prufsysteme. Для проведения испытаний требовались образцы диаметром 30 ± 1 мм из монолитных блоков пород, которые были выбурены с помощью Husqvarna DM (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 Буровой станок Husqvarna DM 320

2) Подготовка торцевых поверхностей.

Торцевые поверхности образцов должны быть обработаны на камнеобрабатывающем оборудовании для обеспечения параллельности поверхностей образца в соответствии с ГОСТ 21153.2-84 и ГОСТ 21153.8-88. Для этих целей используется шлифовальный станок Strassentest (рисунок 2.2). Обработка происходит с помощью двух алмазных фрез, которые обеспечивают необходимую плоскостность и параллельность. В случае слабосцементированных пород обработка осуществлялась планшайбой МС-1 (рисунок 2.3). Шлифовка поверхностей производится с использованием специальных оправок и карборундового порошка.



Рисунок 2.2– Шлифовальный станок Strassentest



Рисунок 2.3– Планшайба МС-1

3) Измерение геометрических и физических характеристик образца

Для замера высоты и диаметра образца породы использовался электронный штангенциркуль. Для более точного определения данных величин размер определялся в трех местах. Диаметр образца - среднее арифметическое значение между замеренными величинами. Погрешность используемого штангенциркуля не превышает 0,1 мм.

Для определения массы образца использовались лабораторные весы.

Замер массы образцов керна осуществлялся с использованием лабораторных весов РА-214 "Ohaus".

4) Определение пористости и проницаемости образца.

Фильтрационно-емкостные свойства (пористость, газопроницаемость) были определены на анализаторе ПИК-ПП (рисунок 2.4) с учетом требований ГОСТ 26450.2-85.



Рисунок 2.4—Анализатор газопроницаемости и пористости ПИК-ПП

2.2 Методика проведения испытаний при одноосном сжатии

Прочность горной породы при одноосном сжатии определялась в соответствии с ГОСТ 21153.2-84.

Метод заключается в измерении максимальной разрушающей силы, приложенной к торцам образца горной породы (соотношение сторон 2 к 1).

При определении предела прочности при одноосном сжатии горной породы происходило снятие продольных и поперечных деформаций для последующего определения деформационных характеристик (например: модуль Юнга, коэффициент Пуассона) (по ГОСТ 28985-91).

Определение предела прочности при одноосном сжатии горной породы происходило на сервогидравлической испытательной системе MTS Insight, общий вид которой представлен на рисунке 2.5, технические характеристики – в таблице 2.1. Принципиальная схема испытаний образцов на одноосное сжатие приведена на рисунке 2.6.

В состав системы входят:

- силовая рама с гидравлическим поршнем для создания вертикальной нагрузки на образец до 200 кН;
- климатическая камера MTS 651-06E, полностью интегрированная в рабочее пространство для имитирования температурных условий реального

массива пород при проведении лабораторных испытаний. Температурный диапазон от -120 до $+315^{\circ}\text{C}$;

- датчик силы;
- деформометры для измерения продольных и поперечных деформаций образца.



Рисунок 2.5– Общий вид установки MTS Insight

Таблица 2.1 - Технические характеристики установки MTS Insight

Наименование характеристики	Значение
Максимальная осевая нагрузка	200 кН
Точность измерения нагрузки	$\pm 1,0\%$
Жесткость рамы	460 кН/мм
Перемещение траверсы	1200 мм
Скорость перемещения траверсы	0.001-500 мм/мин
Максимальные размеры образцов при одноосном сжатии	диаметр – 150 мм, высота – 300 мм
Создаваемая температура в камере	от -120 до $+315^{\circ}\text{C}$
Точность измерения и поддержания температуры в камере	± 10
Диапазон измерения деформаций датчиком продольных деформаций	± 5 мм
Точность датчика продольных деформаций	$\pm 0,5\%$
Диапазон измерения деформаций датчиком поперечных деформаций	± 5 мм
Точность датчика поперечных деформаций	$\pm 0,5\%$

Предел прочности при одноосном сжатии образца горной породы σ вычисляли по формуле 2.1:

$$\sigma = \frac{P_{\text{разр}}}{S} \quad (2.1)$$

где $P_{\text{разр}}$ – разрушающая образец сила, кН;

S – площадь поперечного сечения образца, см².

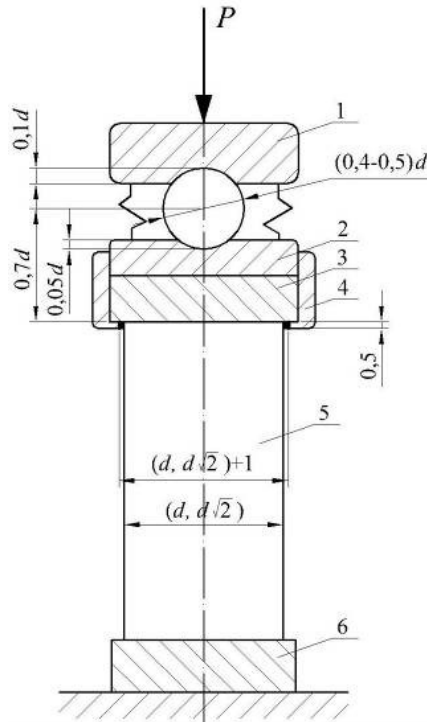


Рисунок 2.6 – Схема испытаний на одноосное сжатие:

- 1 - накладная пята; 2 – подкладная пята; 3 – верхняя плита;
4 – обойма; 5 – образец; 6 – нижняя плита

Опираясь на график зависимости продольных и поперечных деформаций от осевых напряжений, вычисляются деформационные характеристики в соответствии с ГОСТ 28985-91 (модули упругости E и деформации E_d , коэффициент Пуассона μ) (рисунок 2.7).

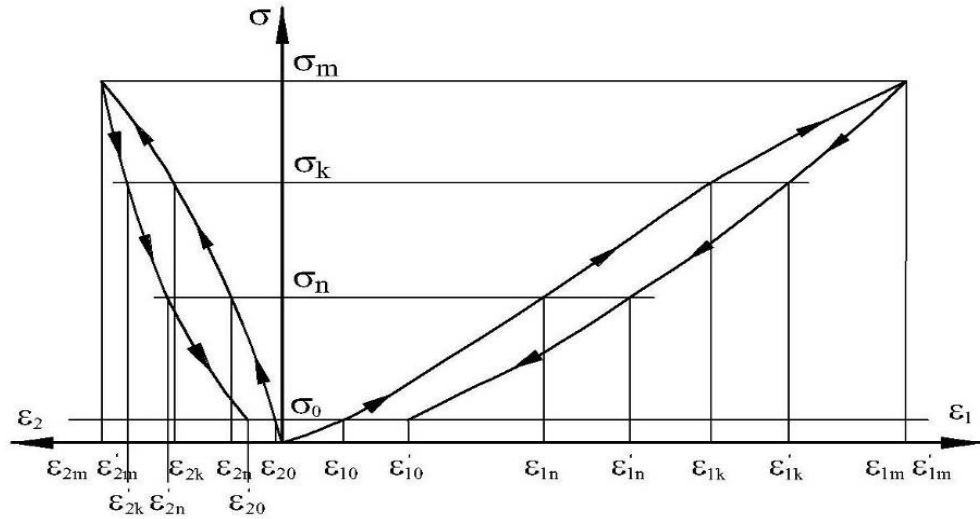


Рисунок 2.7– График зависимости продольных и поперечных относительных деформаций образца от напряжений

Используя формулы 2.2 и 2.3, вычисляются модули упругости (Юнга) E и коэффициент Пуассона μ :

$$E = \frac{\sigma_m - \sigma_0}{\varepsilon_{1m} - \varepsilon'_{10}}, \quad (2.2)$$

$$\mu = \frac{\varepsilon_{2m} - \varepsilon'_{20}}{\varepsilon_{1m} - \varepsilon'_{10}}, \quad (2.3)$$

где σ_m и σ_0 – значения сжимающего напряжения в диапазоне частичной разгрузки образца; ε'_{10} ; ε_{1m} ; ε'_{20} и ε_{2m} – величины продольных и поперечных относительных деформаций при определенной разгрузке и пригрузке.

Продольные и поперечные деформации регистрируются в ходе приложения нагрузки образца. Регистрирующими устройствами являются датчики, которые предварительно устанавливаются на образец (рисунки 2.8 - 2.9).

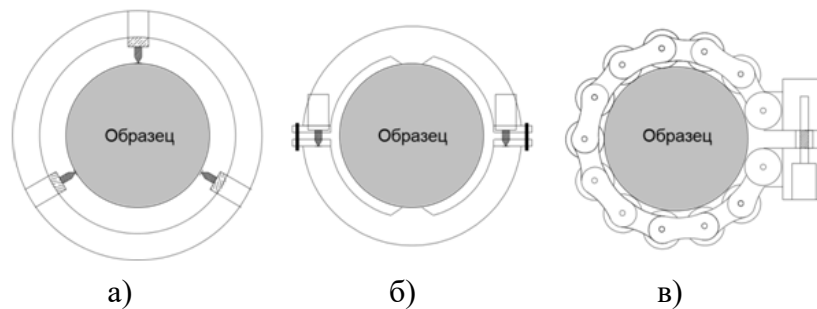


Рисунок 2.8 – Устройства измерения поперечной деформации (схематично): а) радиальное, б) диаметрально-поперечное, в) периферийное устройство

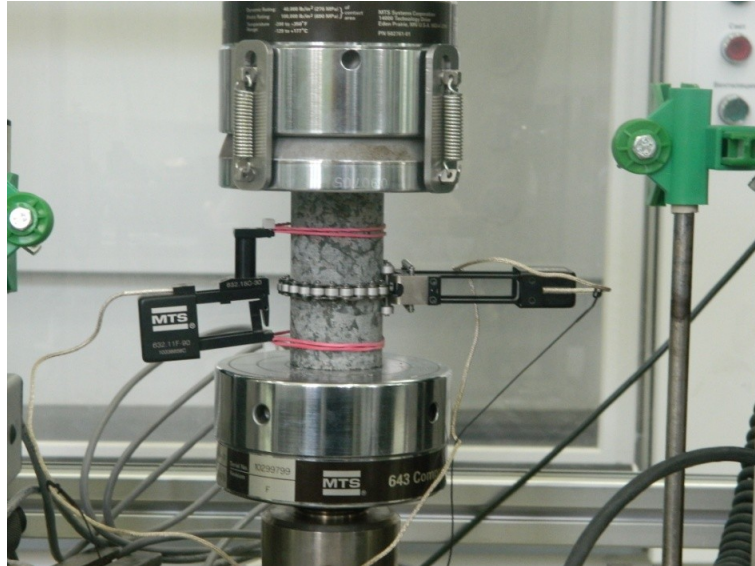


Рисунок 2.9 – расположение датчиков продольной и поперечной деформаций на образце

2.3 Методика проведения лабораторных исследований физико-механических свойств горных пород неправильной формы

В работе, в качестве альтернативного метода определения физико-механических свойств горной породы, возможно использование метода испытания горных пород сферическими инденторами (по ГОСТ 24941-81). Преимуществом данного метода является то, что не предъявляется требований к геометрическим параметрам испытываемого образца (схема испытания рисунок 2.10).

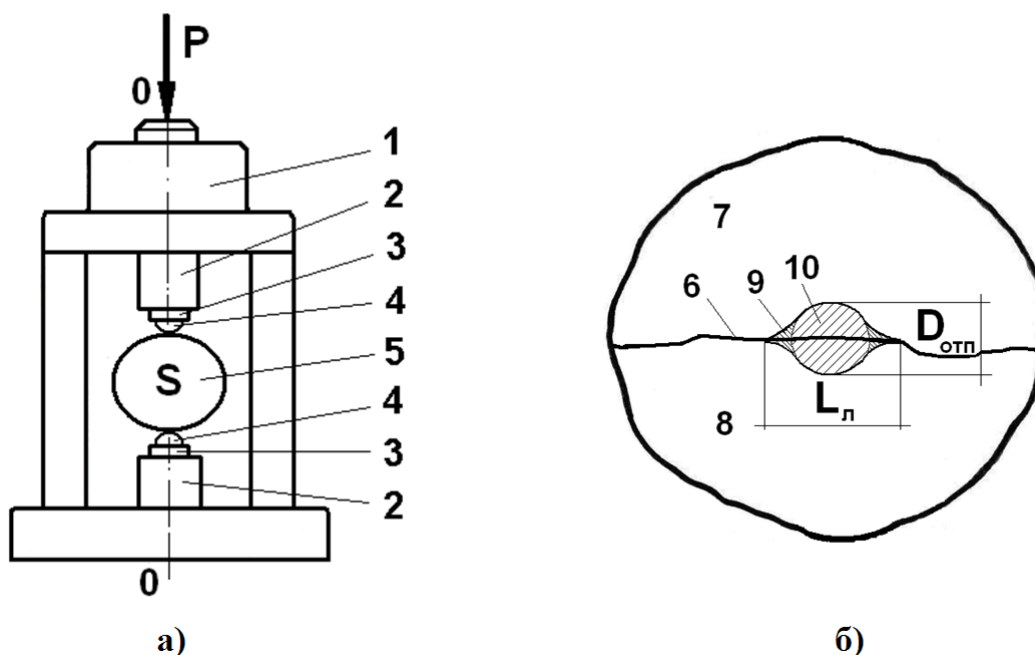


Рисунок 2.10 – Схема испытания образца сферическими инденторами

а: 1 – корпус устройства, 2 - штоки, 3 - вкладыши, 4 – сферические инденторы, 5 – образец; б: 6 – трещина отрыва, 7 и 8 – обломки разрушенного образца, 9 – лунка выкола, 10 – остаточный отпечаток от индентора.

Нагрузочное устройство обеспечивает приложение сжимающей силы к образцу двумя соосными, встречно направленными сферическими инденторами. Корпус 1 устройства представляет собой жесткую раму, внутри которой по оси нагружения 0-0 перемещается подвижная пара штоков 2 с вкладышами 3 и инденторами 4 для передачи нагрузки на образец 5. Образец устанавливают между инденторами и равномерно нагружают сжимающим усилием P . В качестве образцов можно использовать образцы произвольной формы с необработанными поверхностями. С увеличением нагрузки в образце, в областях контакта с инденторами, начинают развиваться зоны раздробленного, уплотняемого при сжатии материала. Образующиеся зоны имеют форму усеченных эллипсоидов. При достижении предельного напряженного состояния на границе большей из разрушенных зон возникает трещина отрыва 6, которая смыкается со второй зоной и раскалывает образец на части 7 и 8. После испытания обломки прикладывают друг к другу, создавая плотный контакт вдоль трещины отрыва, и записывают

геометрические параметры разрушенных зон в областях контакта с инденторами, диаметр остаточных отпечатков от инденторов D_{omn} и длину лунок выкола вдоль поверхности трещины отрыва L_l (рисунок 2.10). Границы лунки выкола определяют по большему раскрытию краев трещины в пределах выкола. Диаметр остаточного отпечатка измеряется в направлении, перпендикулярном трещине отрыва. В процессе испытания фиксируют максимальную (разрушающую) силу P , записывают геометрические параметры разрушенных зон в областях контакта с инденторами. Далее вычисляют растягивающие напряжения разрыва образца, среднее сжимающее напряжение, предел прочности, сопротивление срезу и строят паспорт прочности образца (по ГОСТ 21153.3-85; 24941-81).

Далее определяется площадь (форма эллипсоида) поверхности разрушенного образца по формуле 2.4, выбирая большее из двух значений:

$$F = \pi \cdot D_{отп} \cdot L_l \quad (2.4)$$

Рассчитывают растягивающее напряжение разрыва образца σ_t и среднее сжимающее напряжение p 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 $\sigma_{вр}^k$, максимальное сопротивление срезу τ_{max}^k и коэффициент Пуассона μ_σ по формулам 2.7-2.9:

$$\sigma_{вр}^k = 2 \cdot \sigma_t \quad (2.7)$$

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

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

При построении паспорта прочности огибающая кругов напряжений Мора аппроксимируется прямолинейными отрезками, соответствующими устойчивым видам разрушения (срез, отрыв, неравномерное всестороннее

сжатие), и переходными криволинейными отрезками, для которых вид разрушения носит вероятностный характер (по ГОСТ 21153.3-85; 24941-81).

2.4 Методика моделирования процесса течения жидкости

Для изучения изменения фильтрационно-емкостных свойств в ходе разработки нефтяного месторождения были испытаны образцы терригенного происхождения (рисунок 2.12) с месторождения Западной Сибири. Для этих целей использовалась сервогидравлическая система RTR 1500. Внешний вид установки представлен на рисунке 2.11, основные технические характеристики сведены в таблицу 2.2.



Рисунок 2.11– Общий вид сервогидравлической установки RTR 1500

Таблица 2.2 - Основные технические характеристики сервогидравлической системы RTR 1500

Наименование характеристики	Значение
Максимальная осевая нагрузка	1500 кН
Точность измерения нагрузки	+/-1,0%
Максимальное боковое давление	70 МПа
Точность измерения бокового давления	+/-0,25%
Максимальное поровое давление	70 МПа
Точность измерения порового давления	+/-0,25%
Создаваемая температура в камере трехосного сжатия	от -30 °С до +150 °С
Точность измерения и поддержания температуры в камере трехосного сжатия	+/-1 °С
Диапазон измерения датчика продольных деформаций	+/-5 мм
Точность датчика продольных деформаций	+/-0,5%
Диапазон измерения датчика поперечных деформаций	+/-5 мм
Точность датчика поперечных деформаций	+/-0,5%
Диапазон измерения времени прохождения продольной (поперечной волны), мкс	10÷9999
Предел допускаемой абсолютной погрешности измерения времени, не более, мкс, где t – время распространения волны, мкс	$\pm (0,01t + 0,1)$

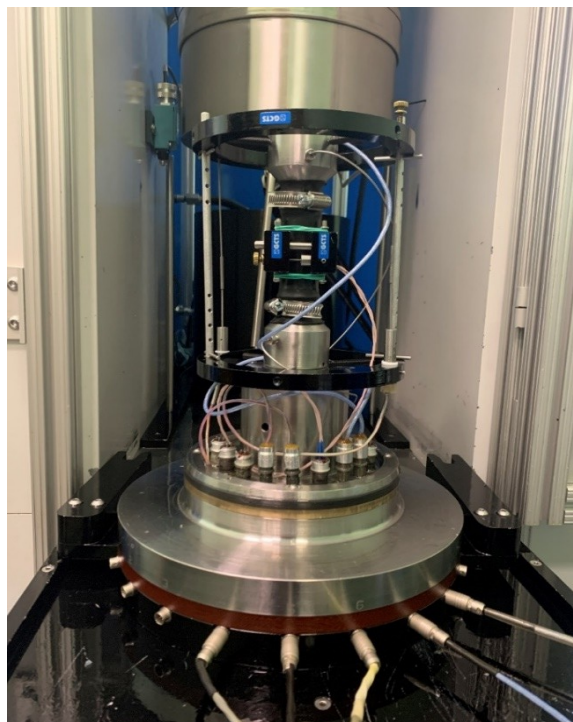


Рисунок 2.12 – Образец перед испытаниями

Испытания проводились по следующей методике

1. Испытание одного образца на одноосное сжатие (в соответствии с методикой 2.2), с построением кривой деформирования, для условного выделения различных зон упругопластического поведения образца. Далее испытания образцов неправильной формы в соответствии с ГОСТ 24941–81. Испытания необходимы для построения паспорта прочности горной породы.

2. Так как на горную породу действуют горизонтальная и вертикальная составляющие напряжения (рисунок 2.13), поэтому проводились расчеты каждой из них.

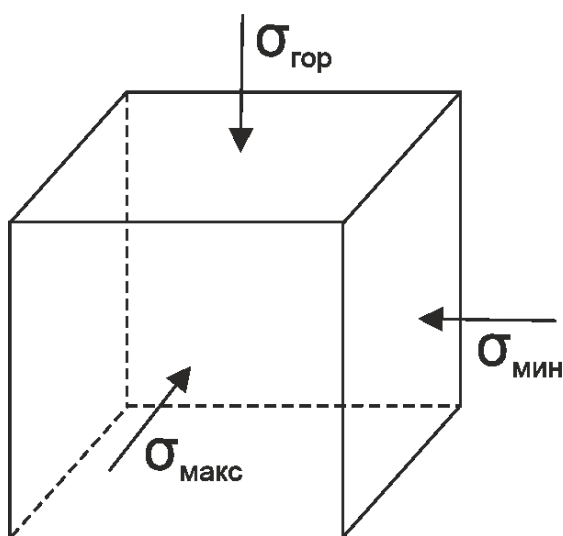


Рисунок 2.13– Схематическое представление воздействия различных напряжений на породу

Принимая коэффициент Био за 1 и опираясь на уравнения 2.10 и 2.11, вычисляются значения $\sigma_{3\text{мин}}$ и $\sigma_{\text{дев}}$.

$$\sigma_{3\text{мин}} = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \sigma_{\text{Г}} - \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) p_{\text{пор}} + p_{\text{пор}} \quad (2.10)$$

где $\sigma_{3\text{мин}}$ – боковое давление;

$\sigma_{\text{Г}}$ - горное давление;

$p_{\text{пор}}$ – поровое давление;

ν – коэффициент Пуассона.

$$\sigma_{\text{дев}} = \sigma_{\text{Г}} - \sigma_{3\text{мин}} \quad (2.11)$$

где $\sigma_{\text{дев}}$ – девиаторное напряжение (далее σ_1 или осевая нагрузка).

3. Вычисление осевой нагрузки для каждой зоны нагружения. Всего было 4 зоны: 1-я псевдо-упругая зона; 2-я псевдо-упругая зона, в которой соотношение $\sigma_{\text{змин}}$ и $\sigma_{\text{гор}}$ максимально приближено к реальным условиям залегания в пласте; неупругая зона; стадия запредельного деформирования.

4. Определив значения бокового давления, осевой нагрузки, осуществлялось построение кругов Мора на паспорте прочности, для оценки того, в каком напряженно-деформированном состоянии будет находиться образец на каждой стадии осевого нагружения.

5. Перед помещением образца в камеру установки, образец помещался в термоусадочную оболочку (рисунок 2.12), чтобы жидкость, создающая боковое давление, не проникла в образец.

6. Установка датчиков продольной и поперечной деформаций.

7. Создание пластовых условий в образце путем ступенчатого увеличения бокового и порового давлений в образце (рисунок 2.14), с выдерживанием образца на каждой ступени.

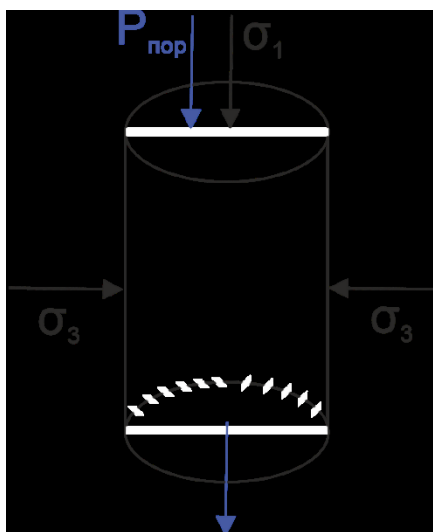


Рисунок 2.14 – Схема, действующих напряжений на образец в камере

8. После установления порового и бокового давлений ступенчатое увеличение осевой нагрузки (рисунок 2.15). Для более детального понимания процесса влияния эффективного напряжения на процесс фильтрации жидкости, образец вдоль оси нагружался постепенно (в соответствии с ранее условно выделенными зонами нагружения).

- 1 этап нагружения: моделирование течения жидкости в ненарушенном образце (псевдо-упругая зона);
- 2 этап нагружения: моделирование течения жидкости в ненарушенном образце (псевдо-упругая зона), соотношение σ_3 и σ_1 максимально приближено к реальным условиям залегания в пласте;
- 3 этап нагружения: моделирование течения жидкости в образце с микротрещинами (неупругая зона);
- 4 этап нагружения: моделирование течения жидкости в образце с макротрещинами (стадия запредельного деформирования).

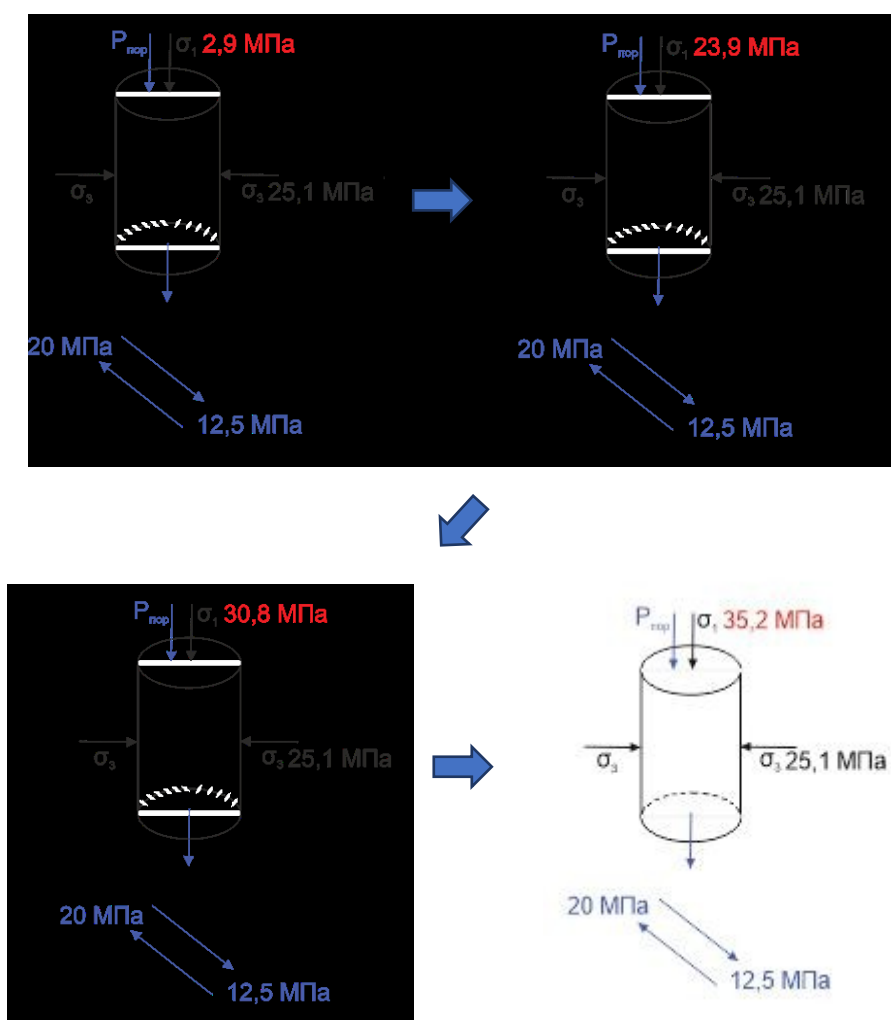


Рисунок 2.15 – Схема ступенчатого нагружения образца в камере

9. На каждой ступени нагружения осуществлялся процесс моделирования разработки нефтяного месторождения. В начале осуществлялось постепенное снижение порового давления (процесс

эквивалентен упругой работе пласта), после достижения определенного значения порового давления, постепенное увеличение порового давления (создание системы поддержания пластового давления).

10. Осевое нагружение образца продолжается до разрушения образца, на разрушенном образце, процесс моделирования разработки повторяется.

2.5 Методика определения основных ФЕС породы

На основании результатов, полученных в ходе испытаний на установке RTR 1500, была определена проницаемость горной породы.

Образец керна помещался в трехосную ячейку RTR 1500 в которой создавались термобарические условия максимально приближенные к условиям залегания. После установки образца и моделирования пластовых условий происходила подача воды с постоянным расходом. Абсолютная проницаемость керна по жидкости определялась в условиях стабилизации значений градиента давления закачки при пластовой температуре.

Коэффициент проницаемости образца керна рассчитывался на основании формулы Дарси 2.11:

$$k = \frac{\mu \cdot L \cdot Q}{S \cdot \Delta P}, \quad (2.11)$$

где k – проницаемость образца керна, м^2 ;

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

L – высота керна, м ;

Q – расход жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$;

S – площадь поперечного сечения образца керна, м^2 ;

ΔP – градиент давления при заданном расходе жидкости, Па .

2.6 Выводы по главе 2

1. Для получения более корректной картины процесса течения жидкости в терригенных породах-коллекторах с глинистым цементом необходимо качественно подготавливать образцы, поскольку это влияет на достоверность результатов испытаний.

2. В соответствии с необходимостью более детального описания процесса течения жидкости в поровом пространстве, была разработана и

запатентована методика («Способ исследования проницаемости по жидкости образцов керна», заявка №2021121409) исследований, направленная на:

- определение основных физико-механических, прочностных свойств (например: модуль Юнга, κ -т Пуассона, предел прочности на одноосное сжатие и др.) терригенной породы-коллектора, для максимального приближения условий залегания при создании напряженно-деформированного состояния;
- моделирование процесса течения жидкости при различных значениях эффективного напряжения.

ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНОЙ ПОРОДЫ

3.1 Измерение пористости и проницаемости образцов горной породы

Для проведения исследований были выбурены 12 образцов горной породы терригенного происхождения с нефтяного месторождения Западной Сибири. Данные образцы были условно разделены на 2 группы по зернистости. Геологическое описание образцов приведено в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Геологическое описание образцов

Номер образца	Геологическое описание
1-6	Песчаник светло-серый, средне-мелкозернистый , слабослюдистый, с глинистым цементом. Плотный, крепкий, однородный.
7-12	Песчаник светло-серый, среднезернистый , слабослюдистый, с глинистым цементом. Плотный, крепкий, однородный.

Так как образцы песчаника испытывались в камере трехосного сжатия, они были подготовлены в соответствии с ГОСТ 21153.8-88. Керновый материал шлифовался на камнеобрабатывающем оборудовании (см. главу 2) до допустимых значений по отклонению от параллельности торцов. Отклонение измеряли с помощью индикатора часового типа.

После проверки параллельности поверхностей образцов следующим этапом подготовки образцов была очистка образцов керна. Для этого:

1. Очистка образцов от остаточной жидкости (воды, нефти и др.) достигалась промыванием, протеканием или контактированием с различными растворителями.

2. Все образцы были высушены для снижения естественного содержания влаги. Каждый образец керна сушили до тех пор, пока его масса не становилась постоянной.

Последний этап подготовки образца включает измерение высоты, диаметра и массы каждого образца. Диаметр измеряли в трех местах по высоте образца (в середине и у торцевых поверхностей) в двух взаимно перпендикулярных направлениях. Разница диаметров для этих измерений не превышала 0,5 мм. За расчетную величину принимали среднее арифметическое результатов всех измерений (по ГОСТ 21153.8-88).

Перед проведением испытания в камере объемного сжатия по предложенной методике, на образцах была предварительно оценена абсолютная проницаемость и пористость (таблица 3.2). Также было исследовано влияние давления обжима (горного давления) на проницаемость образца горной породы.

Таблица 3.2 – Результаты замера пористости и проницаемости при 10 МПа

№ Обр.	Пористость, д.ед.	Абсолютная проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	1 группа	0,22
2		1470,83
3		1376,10
4	2 группа	0,20
5		1161,62
6		960,11
		0,19
		0,16
		760,27
		0,15
		507,27

Результаты исследований влияния эффективного напряжения на коэффициент проницаемости приведены на рисунках 3.1-3.3 и в таблице 3.3.

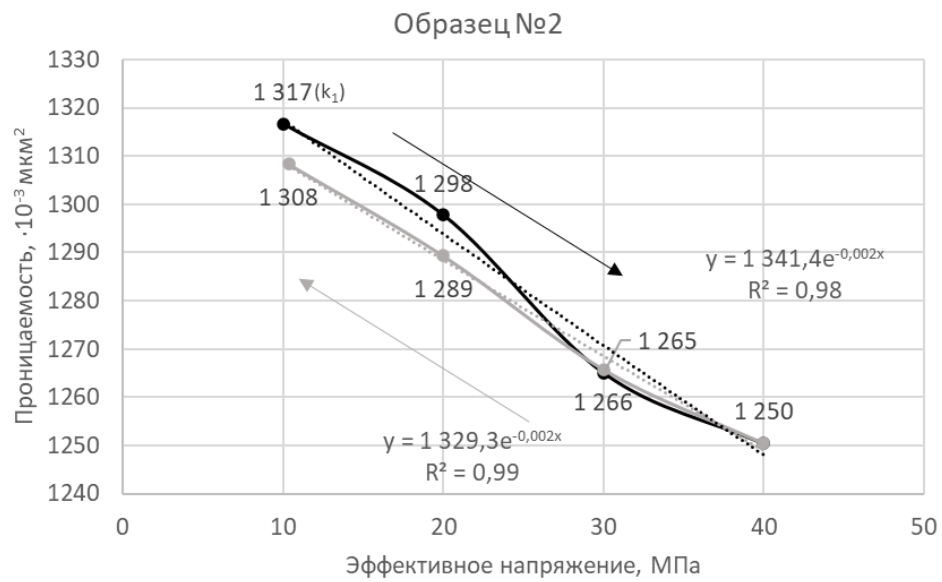
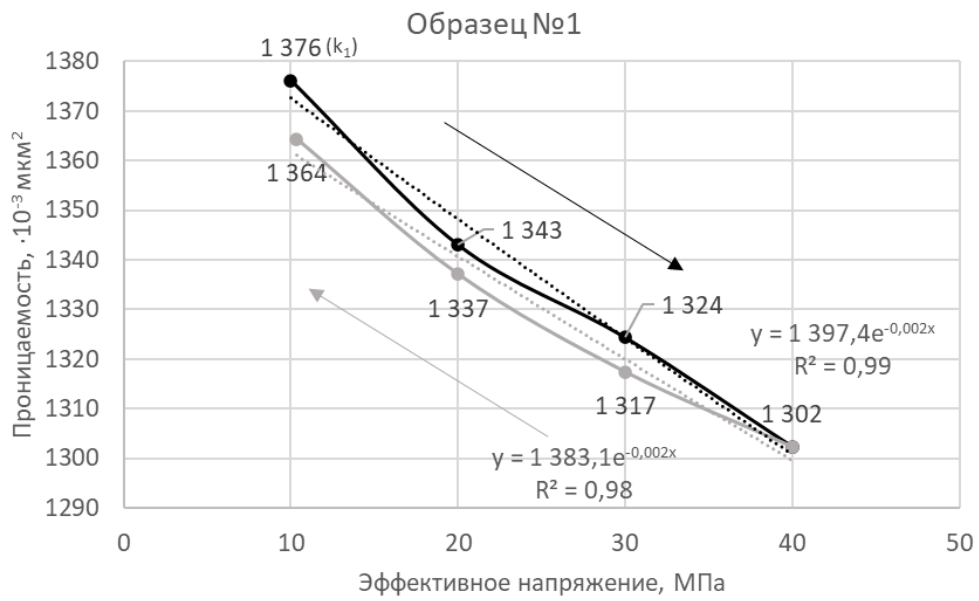


Рисунок 3.1 - Зависимости изменения проницаемости от эффективного напряжения (образец №1 и №2)

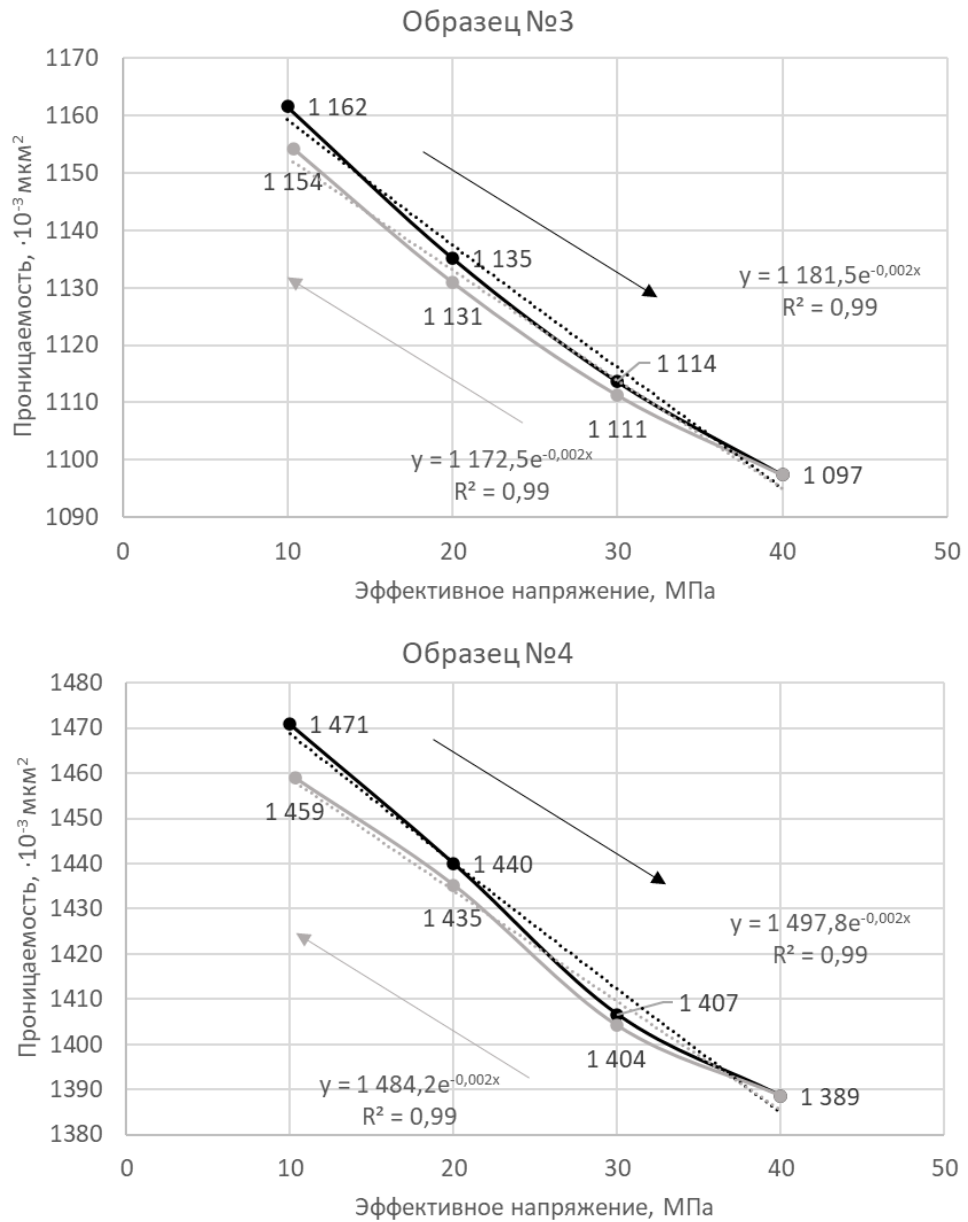


Рисунок 3.2 - Зависимости изменения проницаемости от эффективного напряжения (образец №3 и №4)

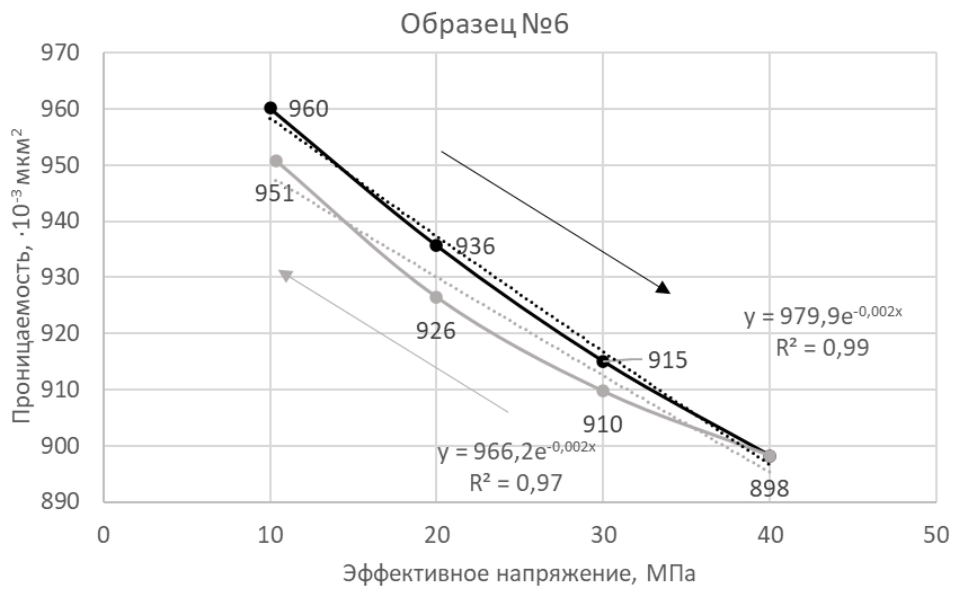
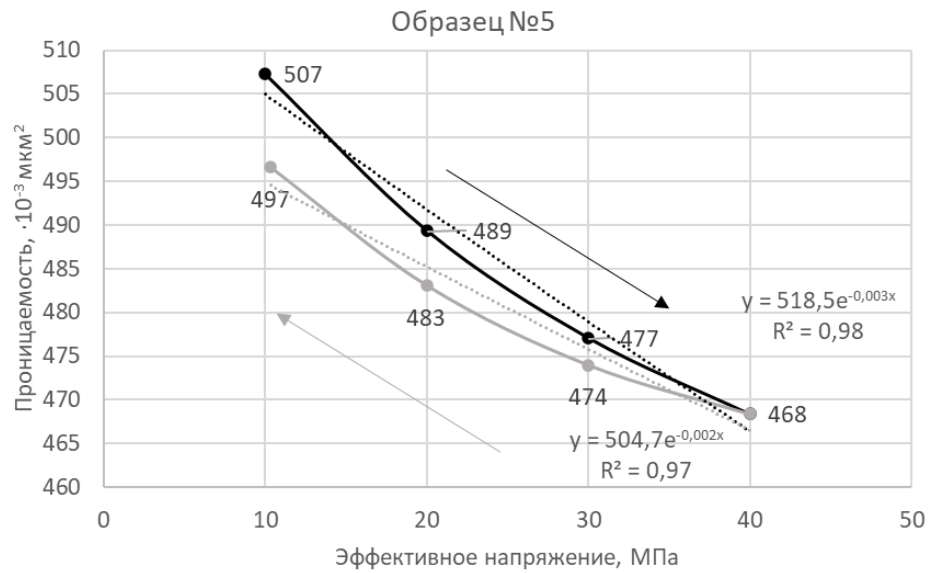


Рисунок 3.3 - Зависимости изменения проницаемости от эффективного напряжения (образец №5 и №6)

Таблица 3.3 - Таблица результатов

№ Обр	Нач, знач. (k ₁), ·10 ⁻³ мкм ²	20 МПа		30 МПа		40 МПа	
		Средняя проницаемость, ·10 ⁻³ мкм ²	Отн, откл,	Средняя проницаемость, ·10 ⁻³ мкм ²	Отн, откл,	Средняя проницаемость, ·10 ⁻³ мкм ²	Отн, откл,
1	1470,83	1440,04	2,09%	1406,66	4,36%	1388,60	5,59%
2	1376,10	1343,00	2,40%	1324,38	3,76%	1302,39	5,36%
3	1161,62	1135,20	2,27%	1113,65	4,13%	1097,37	5,53%
4	960,11	935,64	2,55%	915,05	4,69%	898,26	6,44%
5	760,27	740,38	2,62%	730,10	3,97%	723,37	4,85%
6	507,27	489,38	3,53%	477,10	5,95%	468,37	7,67%
№ Обр	Нач, знач. (k ₁), ·10 ⁻³ мкм ²	30 МПа		20 МПа		10 МПа	
		Средняя проницаемость, ·10 ⁻³ мкм ²	Отн, откл,	Средняя проницаемость, ·10 ⁻³ мкм ²	Отн, откл,	Средняя проницаемость, ·10 ⁻³ мкм ²	Отн, откл,
1	1470,83	1404,16	4,53%	1435,29	2,42%	1458,99	0,81%
2	1376,10	1317,49	4,26%	1337,15	2,83%	1364,37	0,85%
3	1161,62	1111,27	4,33%	1130,96	2,64%	1154,30	0,63%
4	960,11	909,71	4,53%	926,43	3,51%	950,79	0,97%
5	760,27	723,99	4,77%	736,10	3,18%	749,61	1,40%
6	507,27	473,99	6,56%	483,10	4,76%	496,61	2,10%

Как было отмечено в главе 1, проницаемость – это величина, которая зависит от многих параметров, в том числе и от напряжения, действующего на скелет горной породы. В работах [47,48] приводятся уравнения 3.1 и 3.2, связывающее между собой эффективное напряжение и проницаемость горной породы:

$$k = k_0 \exp [-\gamma(P_{\text{эфф}} - P_0)] \quad (3.1)$$

где k проницаемость при эффективном напряжении $P_{\text{эфф}}$,

k_0 проницаемость при давлении P_0 ,

γ - коэффициент чувствительности к давлению.

$$k = k_0 \left(\frac{P_{\text{эфф}}}{P_0} \right)^{-p} \quad (3.2)$$

где p - константа материала.

Используя уравнения были определены 3.1–3.2, коэффициент чувствительности к давлению (γ) и константа материала (p) (Таблица 3.4).

Таблица 3.4 - Рассчитанные параметры γ и p для образцов пород, использованных в экспериментах

№ Обр	$k = k_0 \exp [-\gamma(P_{эфф} - P_0)]$				$k = k_0 \left(\frac{P_{эфф}}{P_0} \right)^{-p}$			
	Нагрузка		Разгрузка		Нагрузка		Разгрузка	
	$k_0, \cdot 10^{-3}$ МКМ ²	$\gamma \cdot 10^{-3},$ МПа ⁻¹	$k_0, \cdot 10^{-3}$ МКМ ²	$\gamma \cdot 10^{-3},$ МПа ⁻¹	$k_0, \cdot 10^{-3}$ МКМ ²	p	$k_0, \cdot 10^{-3}$ МКМ ²	p
1	1497,88	1,960	1484,168	1,720	1623,989	0,0419	1595,564	0,0372
2	1397,388	1,790	1383,140	1,560	1505,484	0,0385	1479,063	0,0342
3	1181,475	1,900	1172,478	1,710	1278,202	0,0407	1261,291	0,0373
4	979,889	2,220	966,151	1,900	1073,619	0,0474	1049,53	0,0420
5	769,152	1,630	756,452	1,250	825,566	0,0360	800,251	0,0282
6	518,519	2,650	504,663	1,960	579,697	0,0574	549,945	0,0435

Сравнивая полученные результаты расчетов коэффициента чувствительности к давлению (γ), с результатами, представленными в работах [47,48], можно отметить, что значения (γ), очень близки к тем, что приводятся в [48], в то время как константа материала (p) отличается от представленной в этой работе.

Предложенные формулы 3.1–3.2 можно использовать при прогнозировании изменения проницаемости в ходе разработки, но, используемые показатели в данных зависимостях такие как коэффициент чувствительности к давлению (γ) и константа материала (p) индивидуальны для каждого материала.

3.2 Определение физико-механических свойств образцов горной породы

Используя методики, предложенные в главе 2, были определены основные физико-механические свойства горной породы (таблица 3.5). Также были построены паспорта прочности для обеих групп пород (рисунки 3.4-3.6).

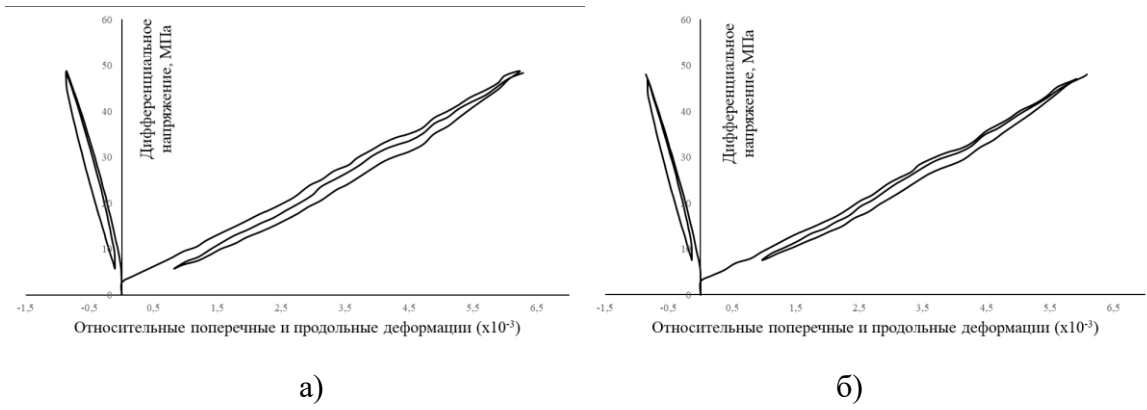


Рисунок 3.4 – Зависимость «Дифференциальные напряжения (σ_d) - продольные деформации (ε_l)- поперечные деформации (ε_t)» для образца 7 а) 8 б)

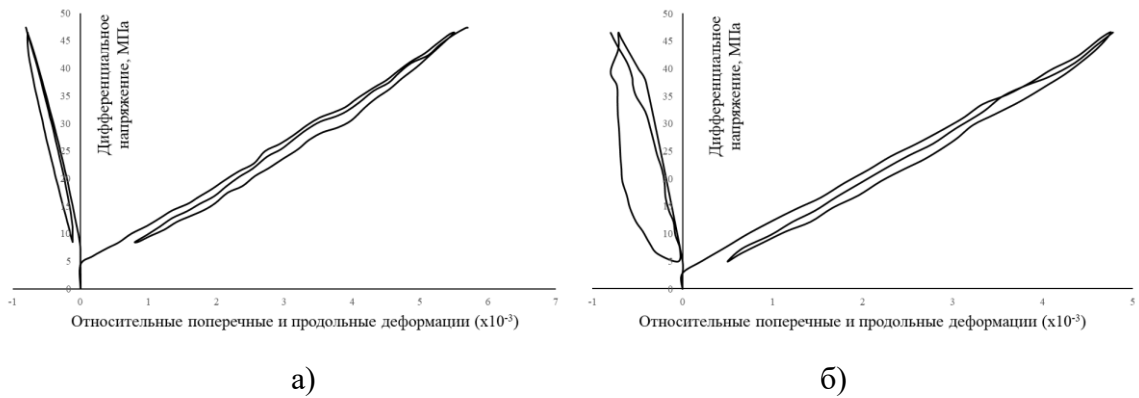


Рисунок 3.5 – Зависимость «Дифференциальные напряжения (σ_d) - продольные деформации (ε_l)- поперечные деформации (ε_t)» для образца 9 а) 10 б)

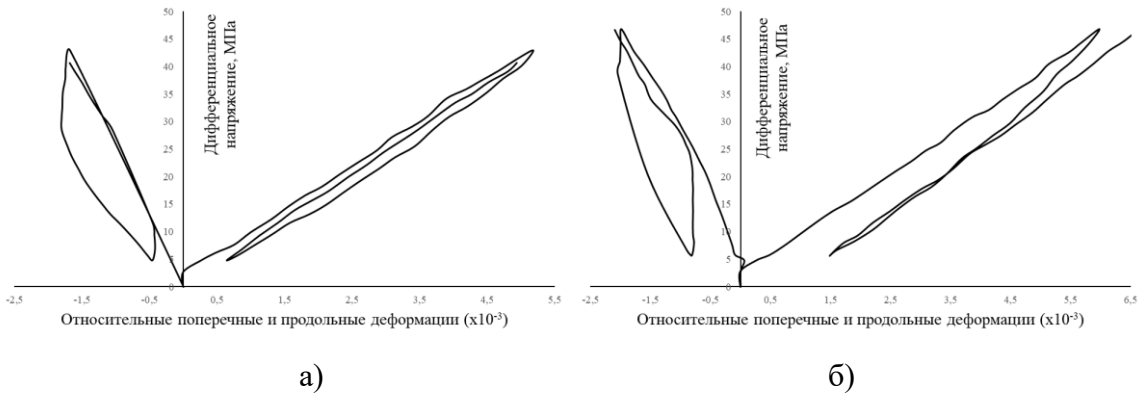


Рисунок 3.6 – Зависимость «Дифференциальные напряжения (σ_d) - продольные деформации (ε_l)- поперечные деформации (ε_t)» для образца 11 а) 12 б)

Таблица 3.5 – Результаты определения основных физико-механических свойств испытываемых образцов

Группа образцов	Упругие показатели		Сцепление, МПа	Угол внутреннего трения, град.	Хрупкость	Прочностные показатели	
	Модуль Юнга, ГПа	Коэффициент Пуассона				Предел прочности на одноосное растяжение, МПа	Предел прочности на одноосное сжатие, МПа
1	7,72	0,15	8,05	29,16	6,33	4,3	27,4
			8,03	27,52	5,74	4,6	26,5
			2,54	27,53	5,74	1,5	8,4
			4,94	16,79	3,32	4,0	13,3
			2,69	27,48	5,72	1,5	8,9
			3,09	21,50	4,14	2,2	9,1
2	8,98	0,22	5,49	23,60	4,61	3,6	16,8
			0,25	18,76	3,63	0,2	0,7
			0,26	16,45	3,28	0,2	0,7
			0,35	32,33	7,74	0,2	1,3

Дополнительно были построены круги Мора (рисунки 3.7–3.8), характеризующие напряженно-деформированное состояние (НДС) на каждой ступени нагружения. Представленные круги Мора описывают НДС при минимальном и максимальном значении порового давления. НДС на других стадиях находятся между этими крайними кругами.

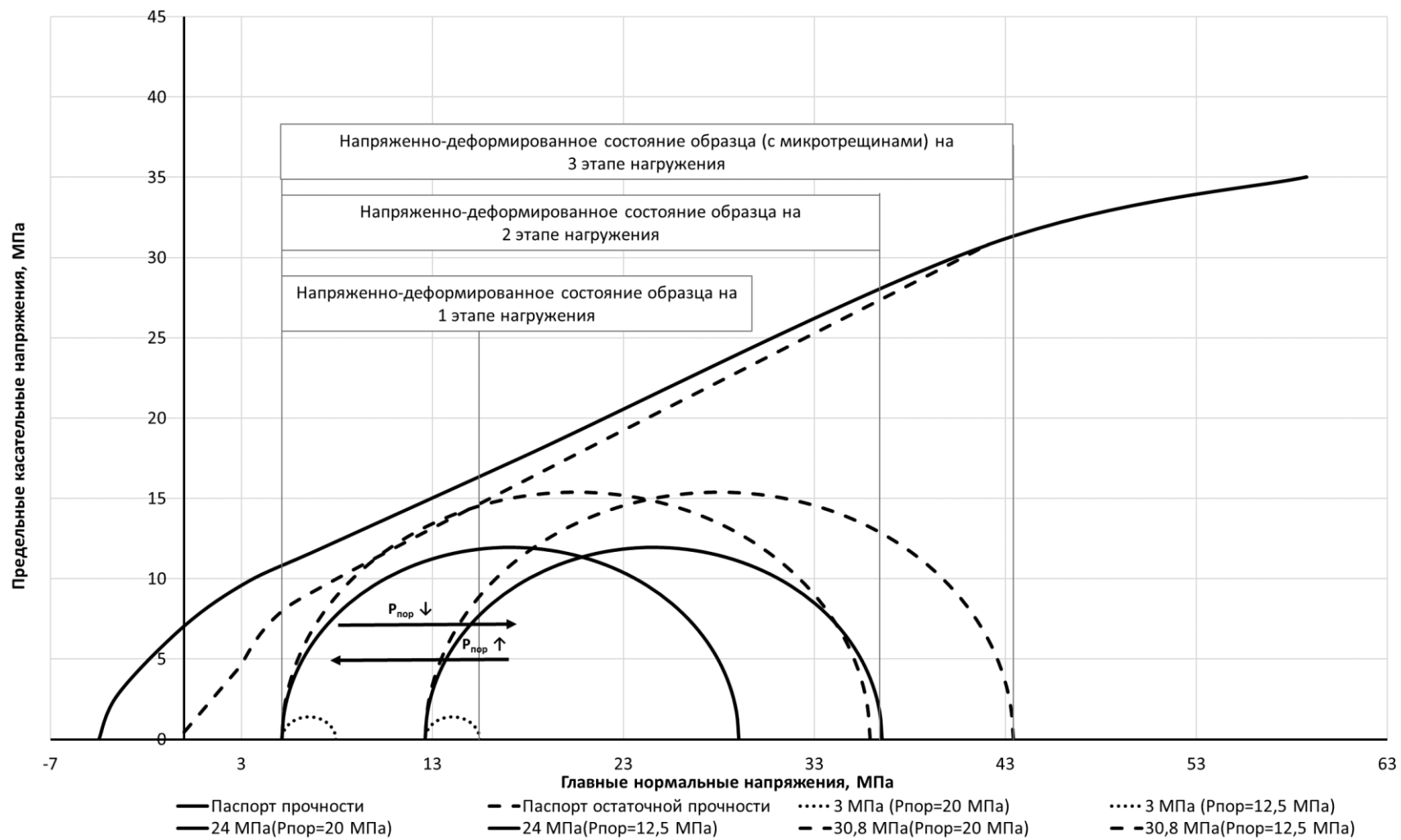


Рисунок 3.7 – Паспорт прочности первой группы образцов

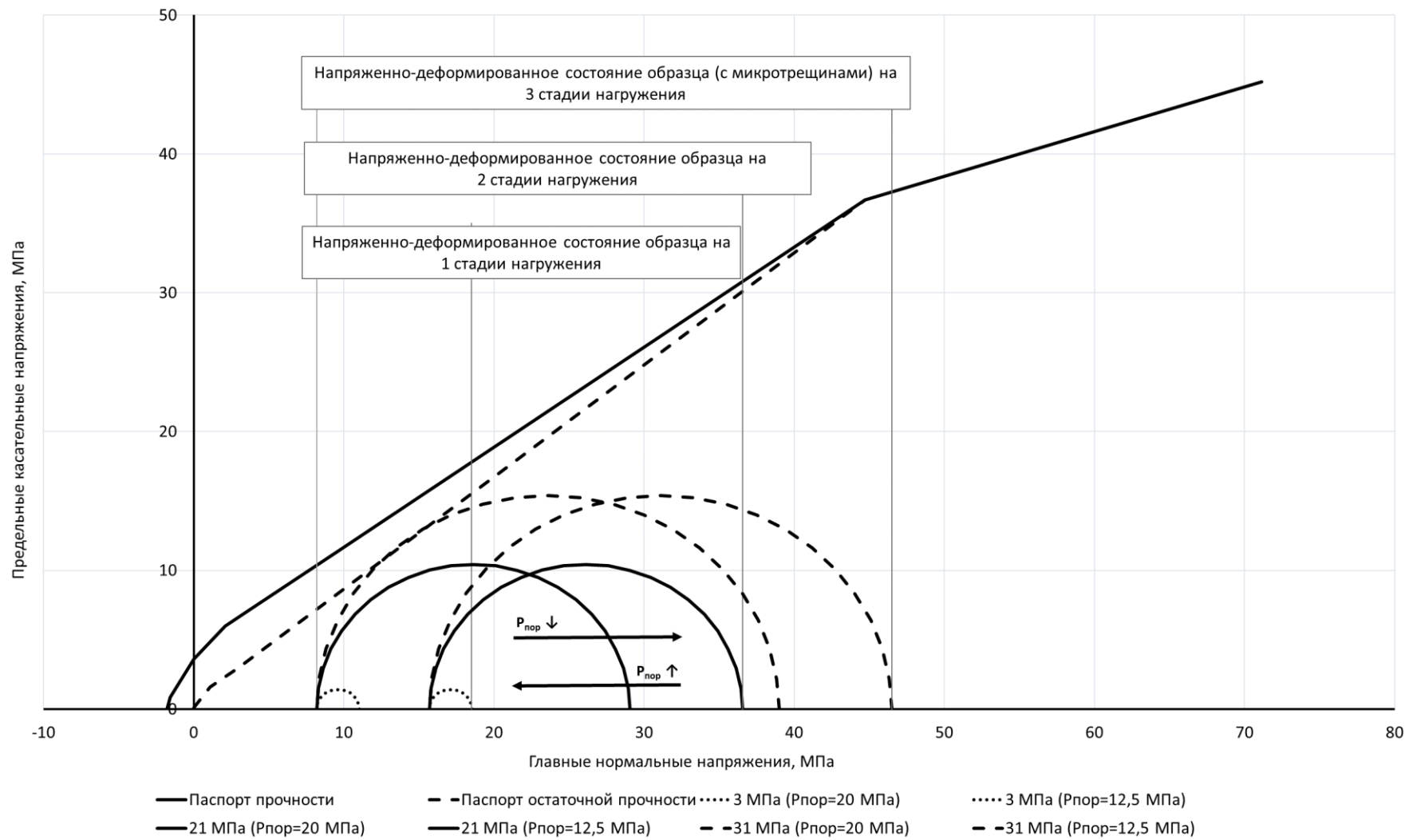


Рисунок 3.8 – Паспорт прочности второй группы образцов

3.3 Проведение фильтрационных испытаний на установке трехосного сжатия

Опираясь на значения основных физико-механических свойств горной породы и формулу 2.10, были определены значения бокового давления и осевой нагрузки по формулам 3.3 и 3.4:

$$\sigma_{\Gamma} = \rho_{\text{выш.п.}}gh \quad (3.3)$$

$$p_{\text{пор}} = \rho_{\text{вод}}gh \quad (3.4)$$

где $\rho_{\text{выш.п.}}$ – средняя плотность вышележащих горных пород, кг/м^3 ,

$\rho_{\text{вод.}}$ – средняя плотность воды, кг/м^3 ,

h – глубина залегания пласта, м.

Принимая $\rho_{\text{выш.п.}}=2500 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{\text{вод.}}=1000 \text{ кг/м}^3$ и $h=2000 \text{ м}$, получаем, что $\sigma_{\Gamma}=49,05 \text{ МПа}$, $p_{\text{пор}}=20 \text{ МПа}$. Подставив полученные значения в формулу 2.10:

1. $\sigma_3=25,13 \text{ МПа}$, $\sigma_{\text{дев}}=23,92 \text{ МПа}$ – для первой группы образцов;

2. $\sigma_3=28,19 \text{ МПа}$, $\sigma_{\text{дев}}=20,86 \text{ МПа}$ – для второй группы образцов.

Далее, по методике, предложенной в главе 2, производилось моделирование течения жидкости в различных напряженно-деформированных состояниях:

- 1 этап нагружения: моделирование течения жидкости в ненарушенном образце (псевдо-упругая зона);

- 2 этап нагружения: моделирование течения жидкости в ненарушенном образце (псевдо-упругая зона), соотношение σ_3 и σ_1 максимально приближено к реальным условиям залегания в пласте;

- 3 этап нагружения: моделирование течения жидкости в образце с микротрещинами;
- 4 этап нагружения: моделирование течения жидкости в образце с макротрещинами.

Величина эффективного напряжения определялась по формуле 3.5:

$$\sigma_{\text{эфф}} = \sigma_{\text{дев}} + \sigma_z - p_{\text{пор}} \quad (3.5)$$

Результаты лабораторных испытаний приведены:

1. Рисунки 3.9–3.14, таблицы 3.6–3.8 – для первой группы образцов;
2. Рисунки 3.15–3.20, таблицы 3.9–3.11 – для второй группы образцов.

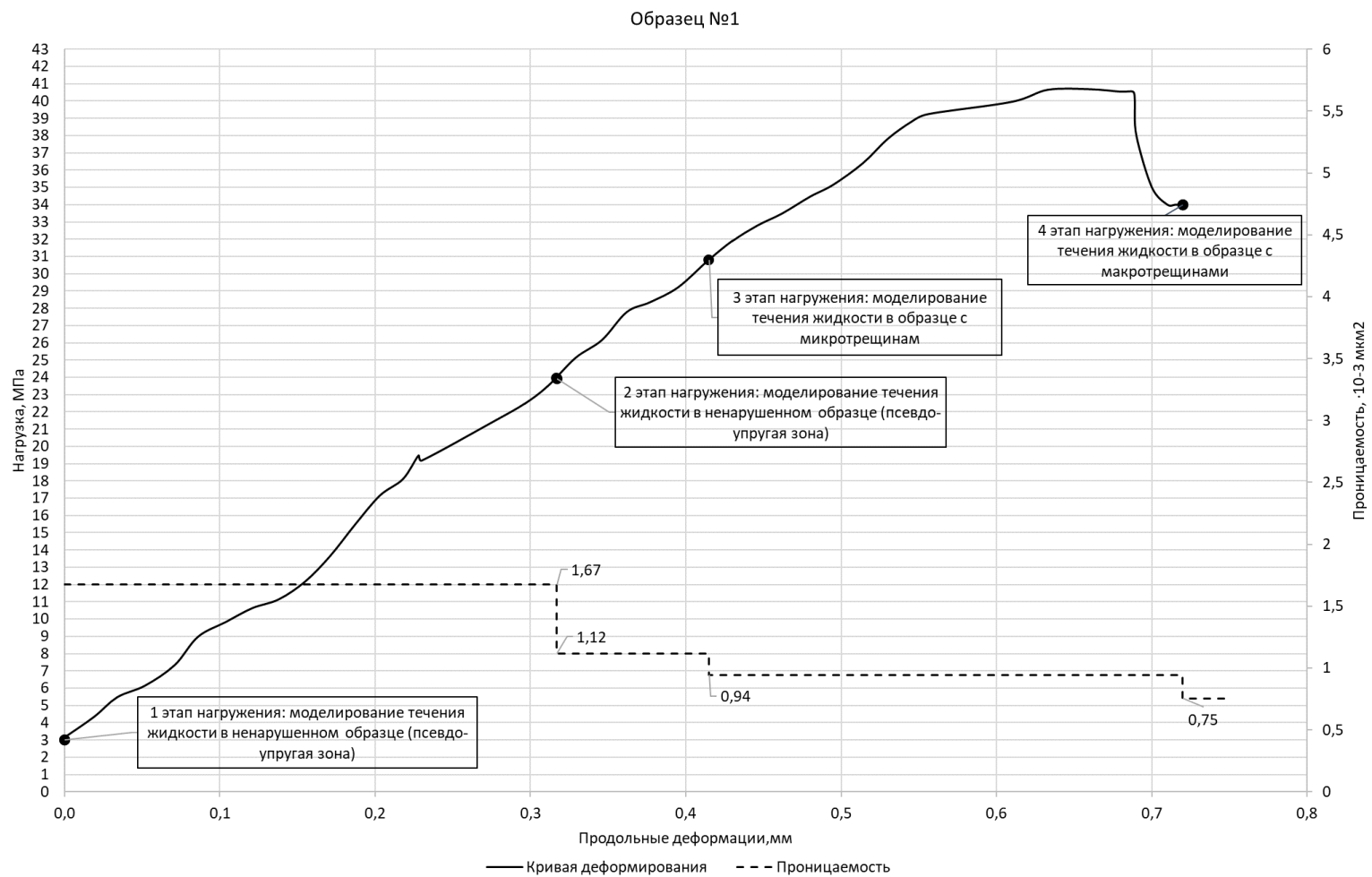


Рисунок 3.9– Кривая деформирования образца горной породы/изменение проницаемости образца горной породы в процессе деформирования

Таблица 3.6 – Результаты определения проницаемости образца горной породы (образец №1) при различных значениях эффективного напряжения

1 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	8,12	2,51
2	17,5	10,62	1,73
3	15	13,12	1,36
4	12,5	15,62	1,25
5	15	13,12	1,17
6	17,5	10,62	1,52
7	20	8,12	1,67

2 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	29,05	1,35
2	17,5	31,55	1,28
3	15	34,05	1,26
4	12,5	36,55	1,12
5	15	34,05	1,07
6	17,5	31,55	1,10
7	20	29,05	1,12

3 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	35,93	1,11
2	17,5	38,43	1,09
3	15	40,93	1,04
4	12,5	43,43	0,90
5	15	40,93	0,91
6	17,5	38,43	0,92
7	20	35,93	0,94

4 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	19,28	0,90
2	17,5	21,78	0,89
3	15	24,28	0,87
4	12,5	26,78	0,79
5	15	24,28	0,76
6	17,5	21,78	0,75
7	20	19,28	0,75

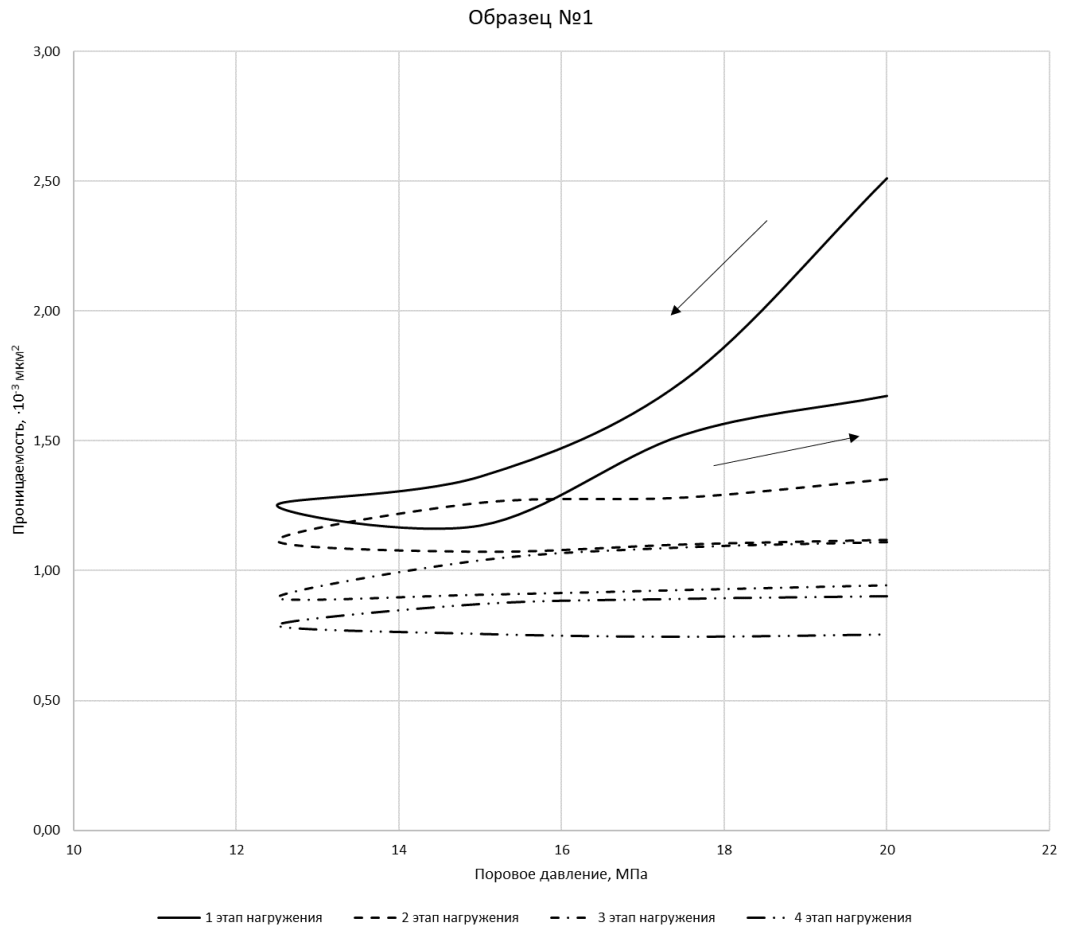


Рисунок 3.10 – Зависимость проницаемости образца горной породы от порового давления на различных этапах нагружения

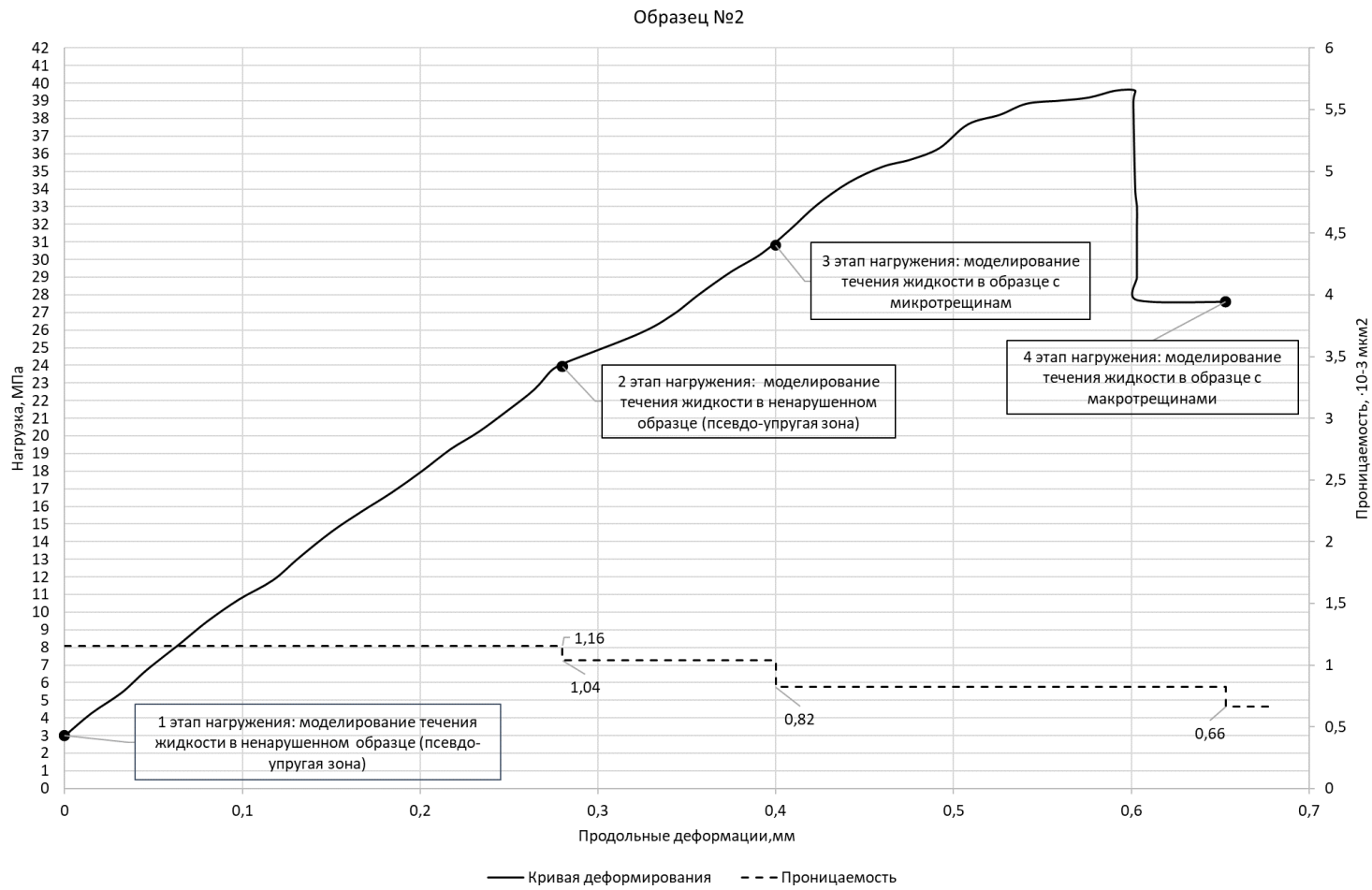


Рисунок 3.11 – Кривая деформирования образца горной породы/изменение проницаемости образца горной породы в процессе деформирования

Таблица 3.7– Результаты определения проницаемости образца горной породы (образец №2) при различных значениях эффективного напряжения

1 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	8,12	1,34
2	17,5	10,62	1,25
3	15	13,12	1,18
4	12,5	15,62	1,17
5	15	13,12	1,03
6	17,5	10,62	0,99
7	20	8,12	1,16

2 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	29,05	1,08
2	17,5	31,55	1,08
3	15	34,05	0,99
4	12,5	36,55	0,89
5	15	34,05	0,91
6	17,5	31,55	0,97
7	20	29,05	1,04

3 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	35,93	0,98
2	17,5	38,43	0,96
3	15	40,93	0,91
4	12,5	43,43	0,81
5	15	40,93	0,80
6	17,5	38,43	0,80
7	20	35,93	0,82

4 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	19,28	0,80
2	17,5	21,78	0,75
3	15	24,28	0,75
4	12,5	26,78	0,65
5	15	24,28	0,65
6	17,5	21,78	0,65
7	20	19,28	0,66

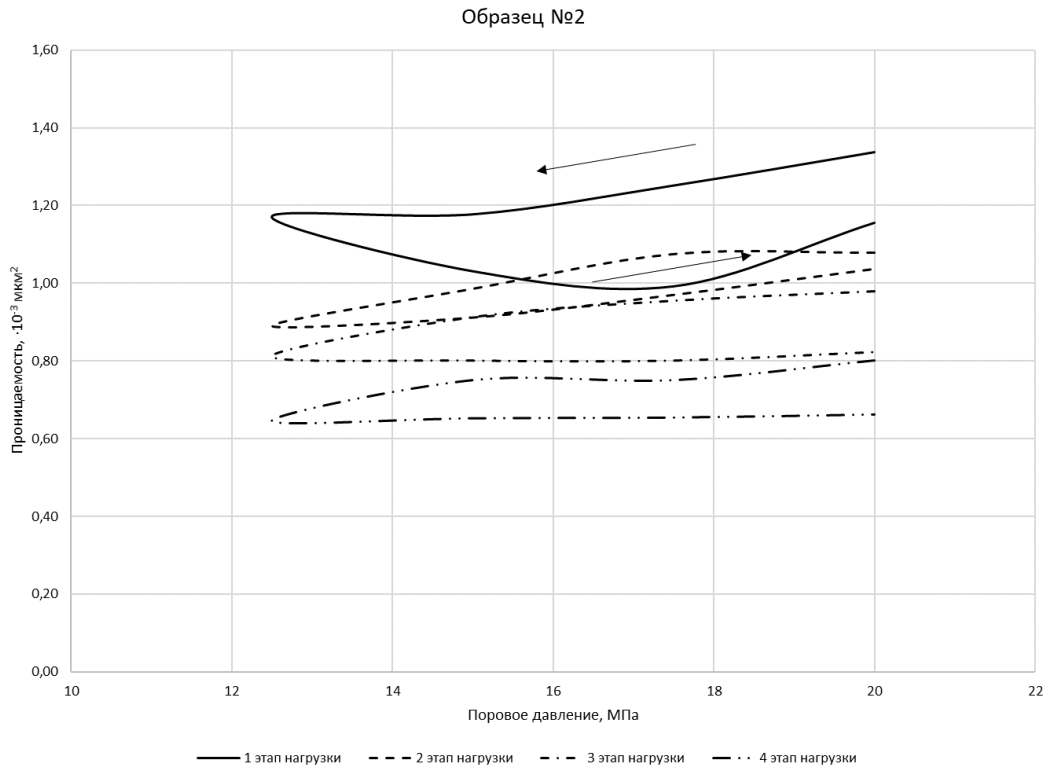


Рисунок 3.12– зависимость проницаемости образца горной породы от порового давления на различных этапах нагружения

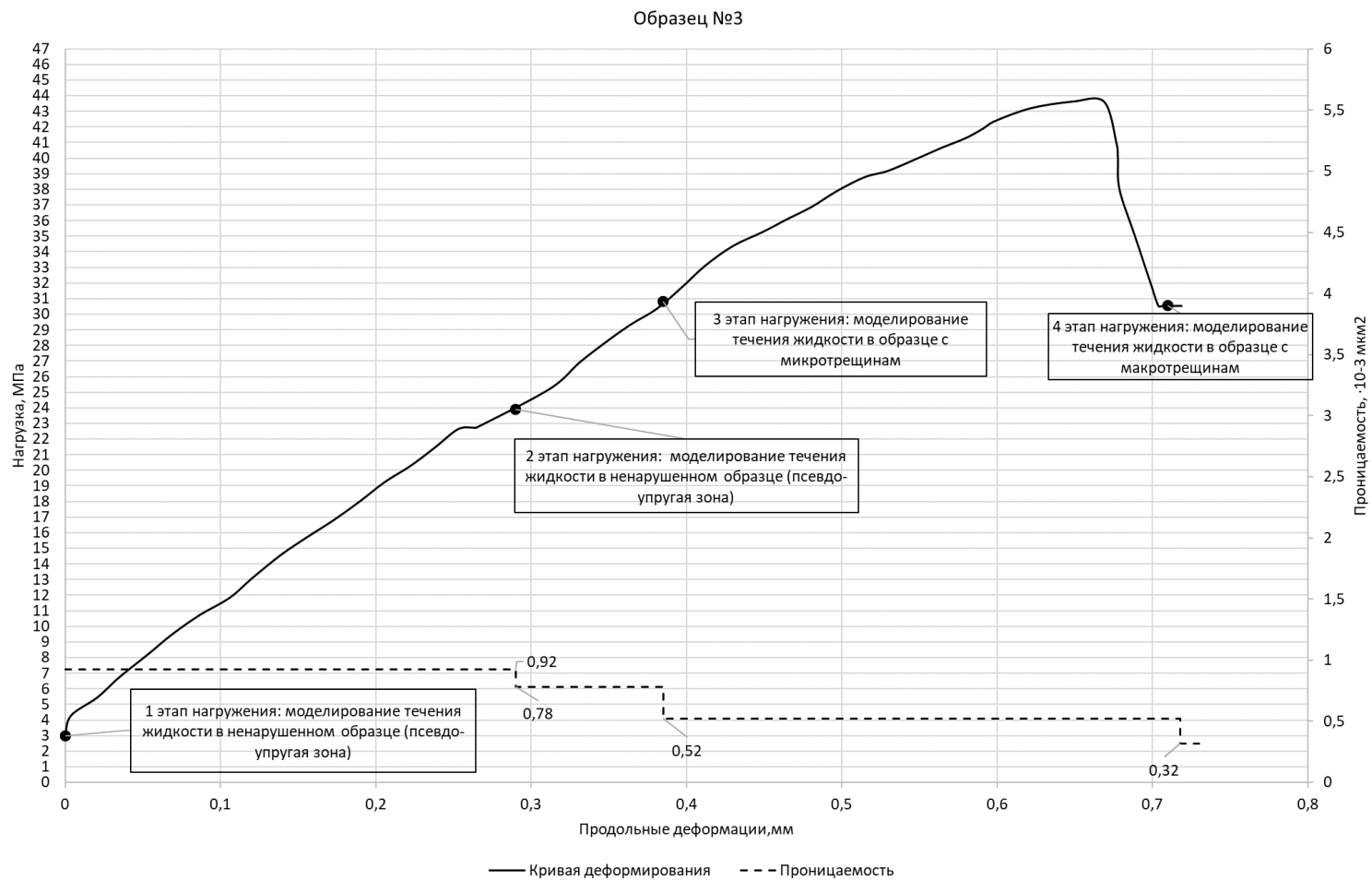


Рисунок 3.13– Кривая деформирования образца горной породы/изменение проницаемости образца горной породы в процессе деформирования

Таблица 3.8 – Результаты определения проницаемости образца горной породы (образец №3) при различных значениях эффективного напряжения

1 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	8,12	1,07
2	17,5	10,62	0,84
3	15	13,12	0,75
4	12,5	15,62	0,59
5	15	13,12	0,60
6	17,5	10,62	0,76
7	20	8,12	0,92

2 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	29,05	0,83
2	17,5	31,55	0,73
3	15	34,05	0,63
4	12,5	36,55	0,51
5	15	34,05	0,51
6	17,5	31,55	0,63
7	20	29,05	0,78

3 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	35,93	0,72
2	17,5	38,43	0,65
3	15	40,93	0,54
4	12,5	43,43	0,46
5	15	40,93	0,49
6	17,5	38,43	0,51
7	20	35,93	0,52

4 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	35,93	0,43
2	17,5	38,43	0,41
3	15	40,93	0,41
4	12,5	43,43	0,41
5	15	40,93	0,35
6	17,5	38,43	0,28
7	20	35,93	0,32

Образец №3

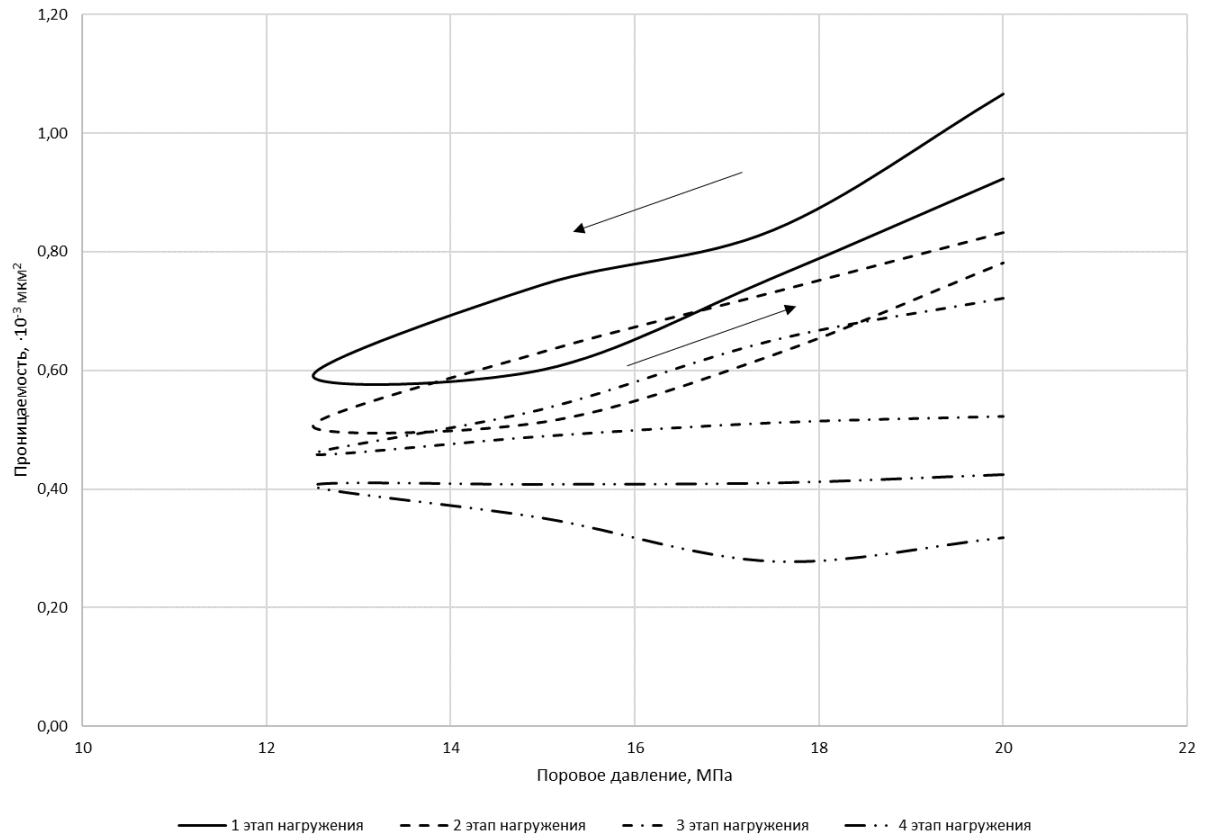


Рисунок 3.14– Зависимость проницаемости образца горной породы от порового давления на различных этапах нагружения

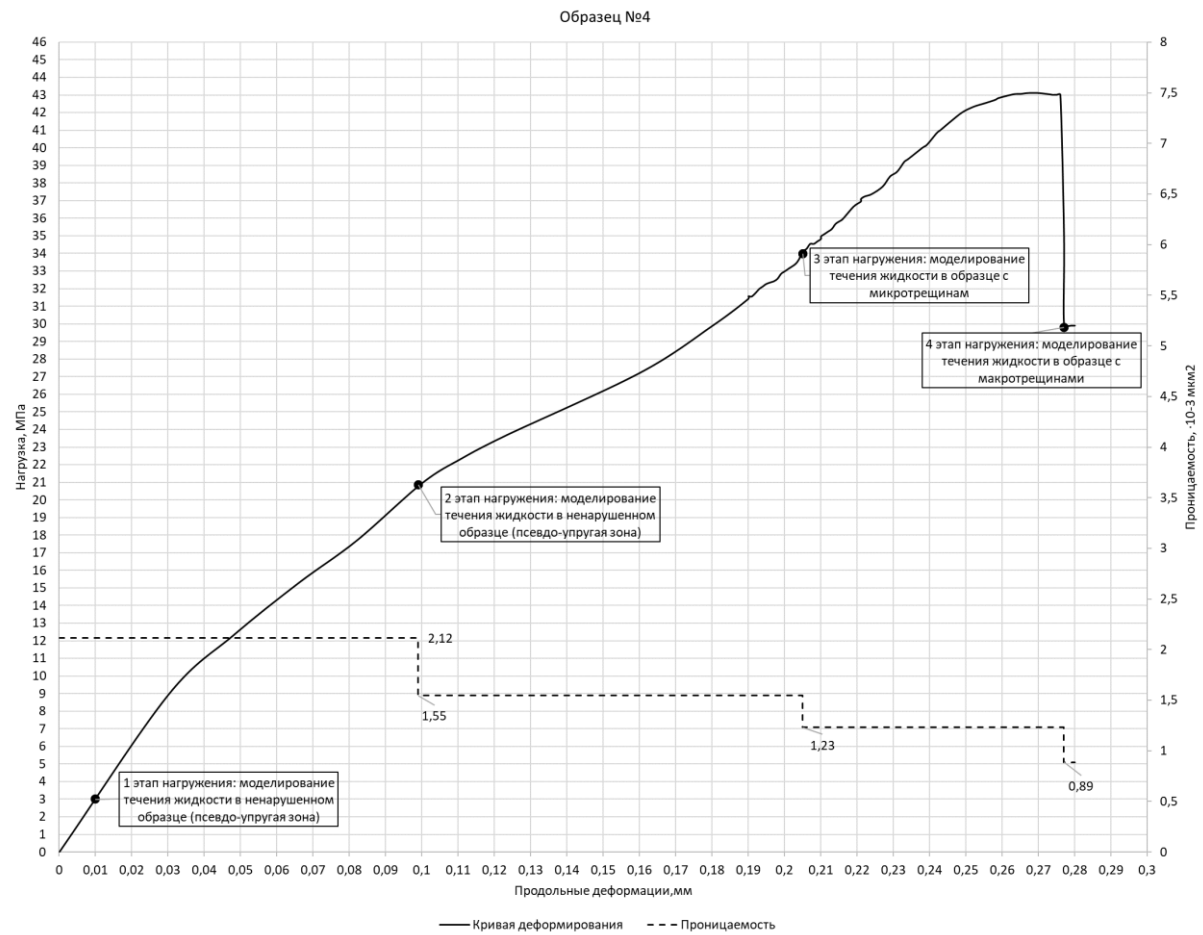


Рисунок 3.15– Кривая деформирования образца горной породы/изменение проницаемости образца горной породы в процессе деформирования

Таблица 3.9 – Результаты определения проницаемости образца горной породы (образец №4) при различных значениях эффективного напряжения

1 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	11,18	2,32
2	17,5	13,68	2,18
3	15	16,18	2,00
4	12,5	18,68	1,69
5	15	16,18	1,85
6	17,5	13,68	2,01
7	20	11,18	2,12

2 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	29,05	1,69
2	17,5	31,55	1,67
3	15	34,05	1,61
4	12,5	36,55	1,50
5	15	34,05	1,53
6	17,5	31,55	1,53
7	20	29,05	1,55

3 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	42,16	1,37
2	17,5	44,66	1,28
3	15	47,16	1,21
4	12,5	49,66	1,16
5	15	47,16	1,16
6	17,5	44,66	1,19
7	20	42,16	1,23

4 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	22,35	1,01
2	17,5	24,85	0,99
3	15	27,35	0,99
4	12,5	29,85	0,96
5	15	27,35	0,93
6	17,5	24,85	0,90
7	20	22,35	0,89

Образец №4

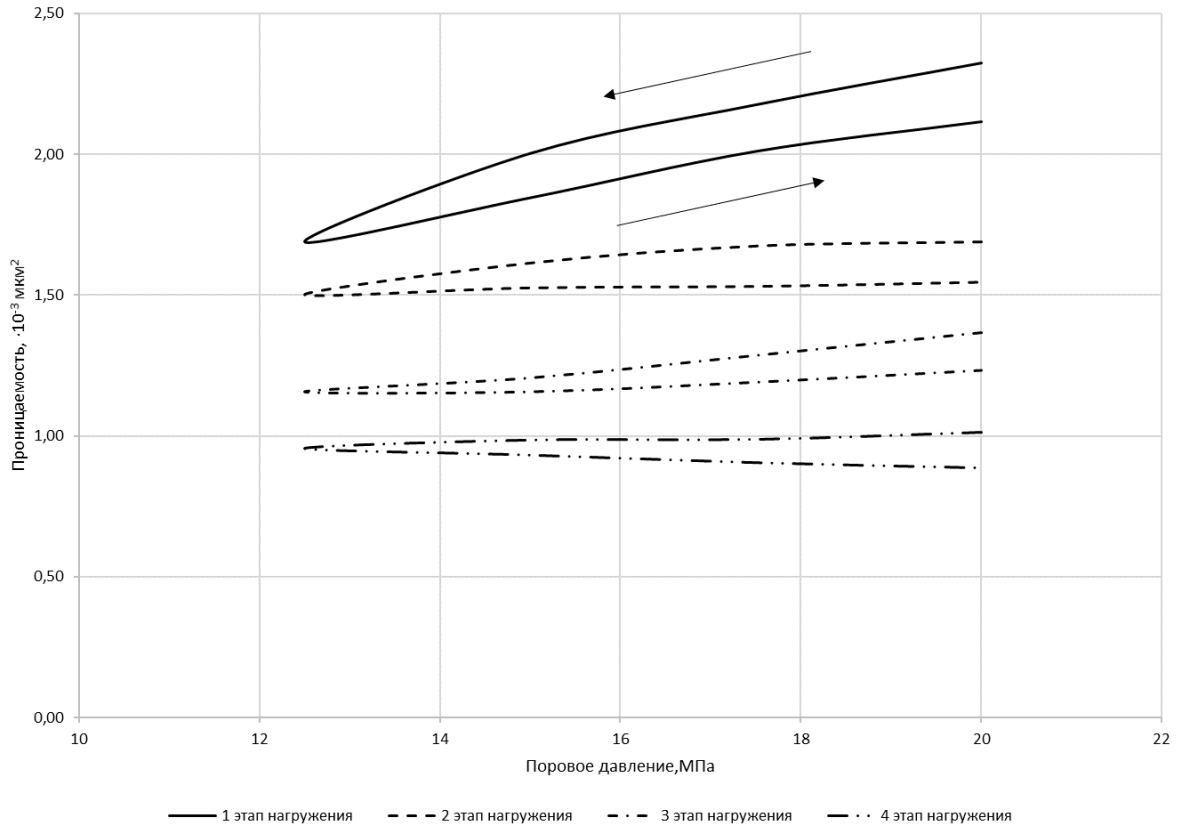


Рисунок 3.16— Зависимость проницаемости образца горной породы от порового давления на различных этапах нагружения

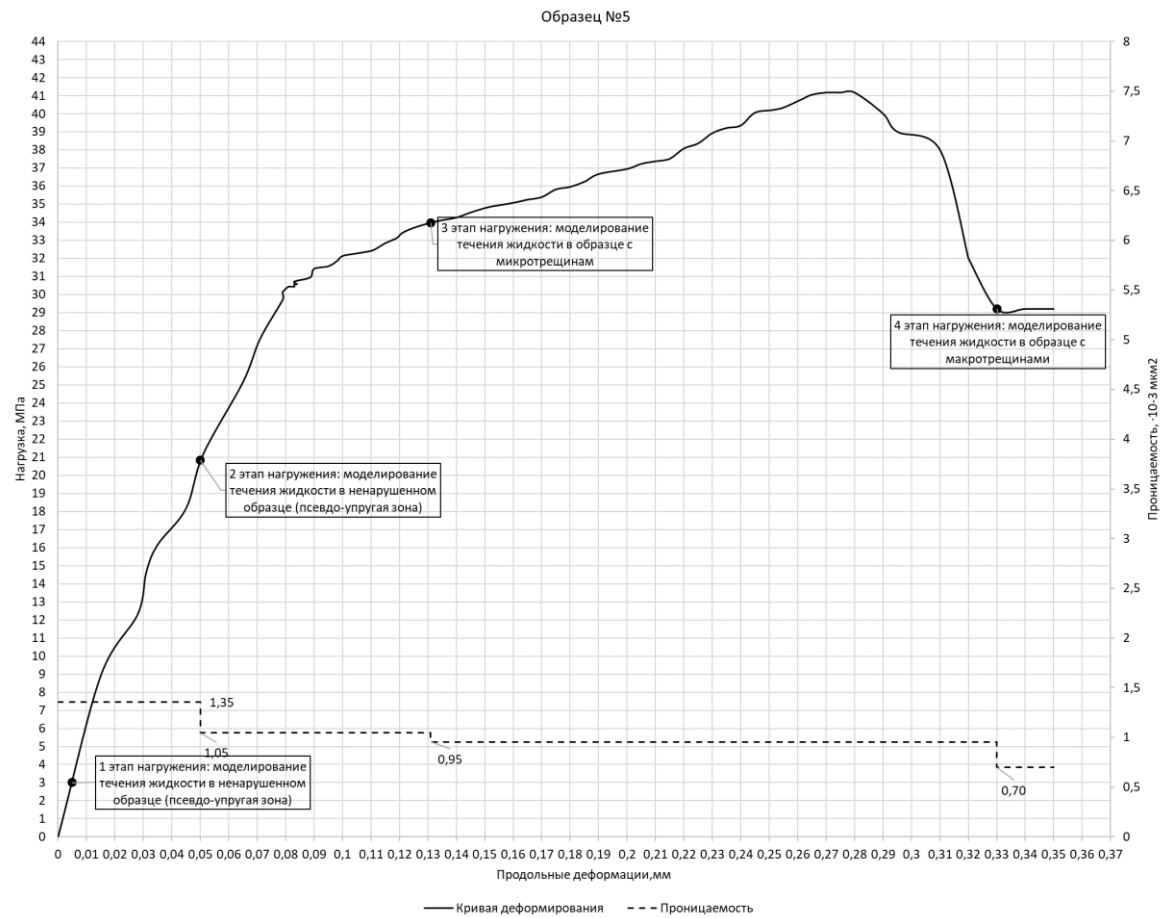


Рисунок 3.17– Кривая деформирования образца горной породы/изменение проницаемости образца горной породы в процессе деформирования

Таблица 3.10– Результаты определения проницаемости образца горной породы (образец №5) при различных значениях эффективного напряжения

1 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	11,18	1,55
2	17,5	13,68	1,50
3	15	16,18	1,39
4	12,5	18,68	1,18
5	15	16,18	1,20
6	17,5	13,68	1,28
7	20	11,18	1,35

2 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	29,05	1,16
2	17,5	31,55	1,13
3	15	34,05	1,10
4	12,5	36,55	1,06
5	15	34,05	1,03
6	17,5	31,55	1,03
7	20	29,05	1,05

3 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	42,16	1,07
2	17,5	44,66	1,03
3	15	47,16	1,00
4	12,5	49,66	0,93
5	15	47,16	0,93
6	17,5	44,66	0,94
7	20	42,16	0,95

4 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	22,35	0,77
2	17,5	24,85	0,74
3	15	27,35	0,71
4	12,5	29,85	0,68
5	15	27,35	0,66
6	17,5	24,85	0,69
7	20	22,35	0,70

Образец №5

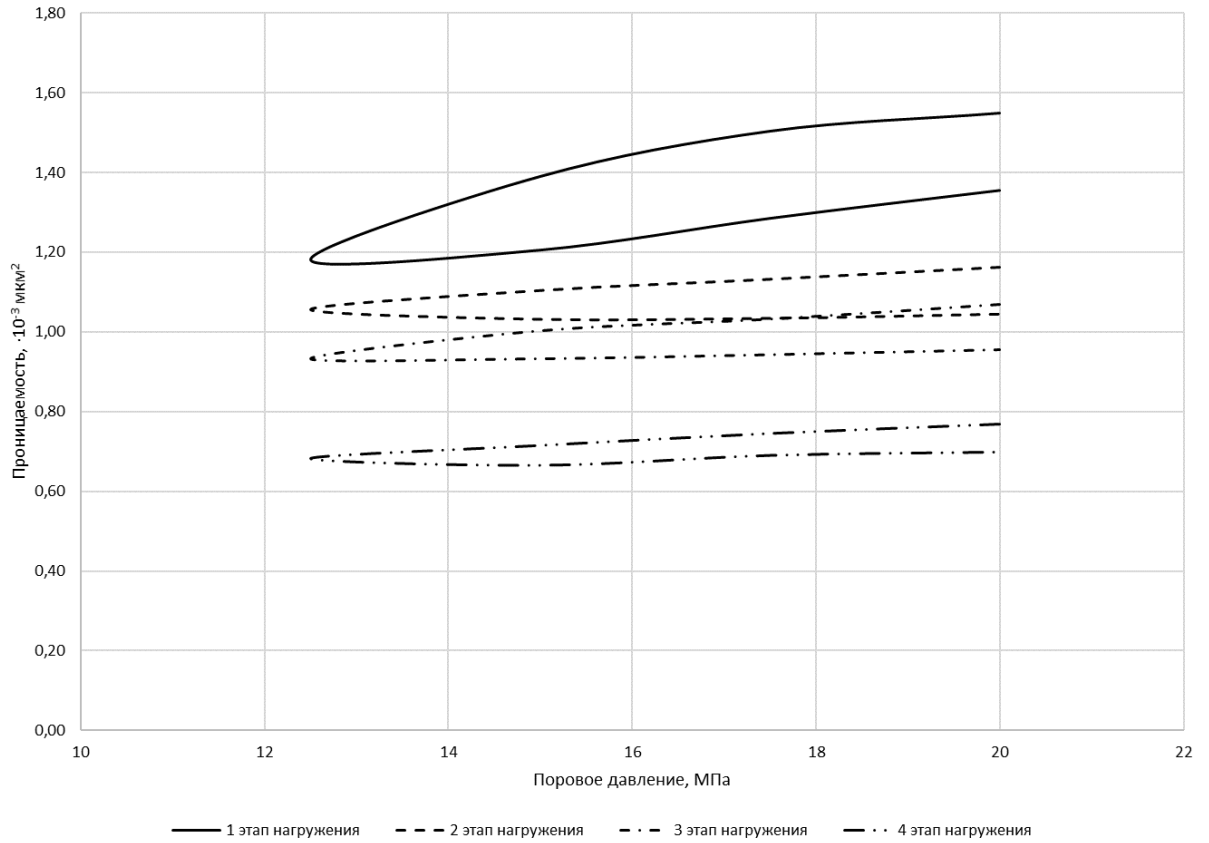


Рисунок 3.18– Зависимость проницаемости образца горной породы от порового давления на различных этапах нагружения

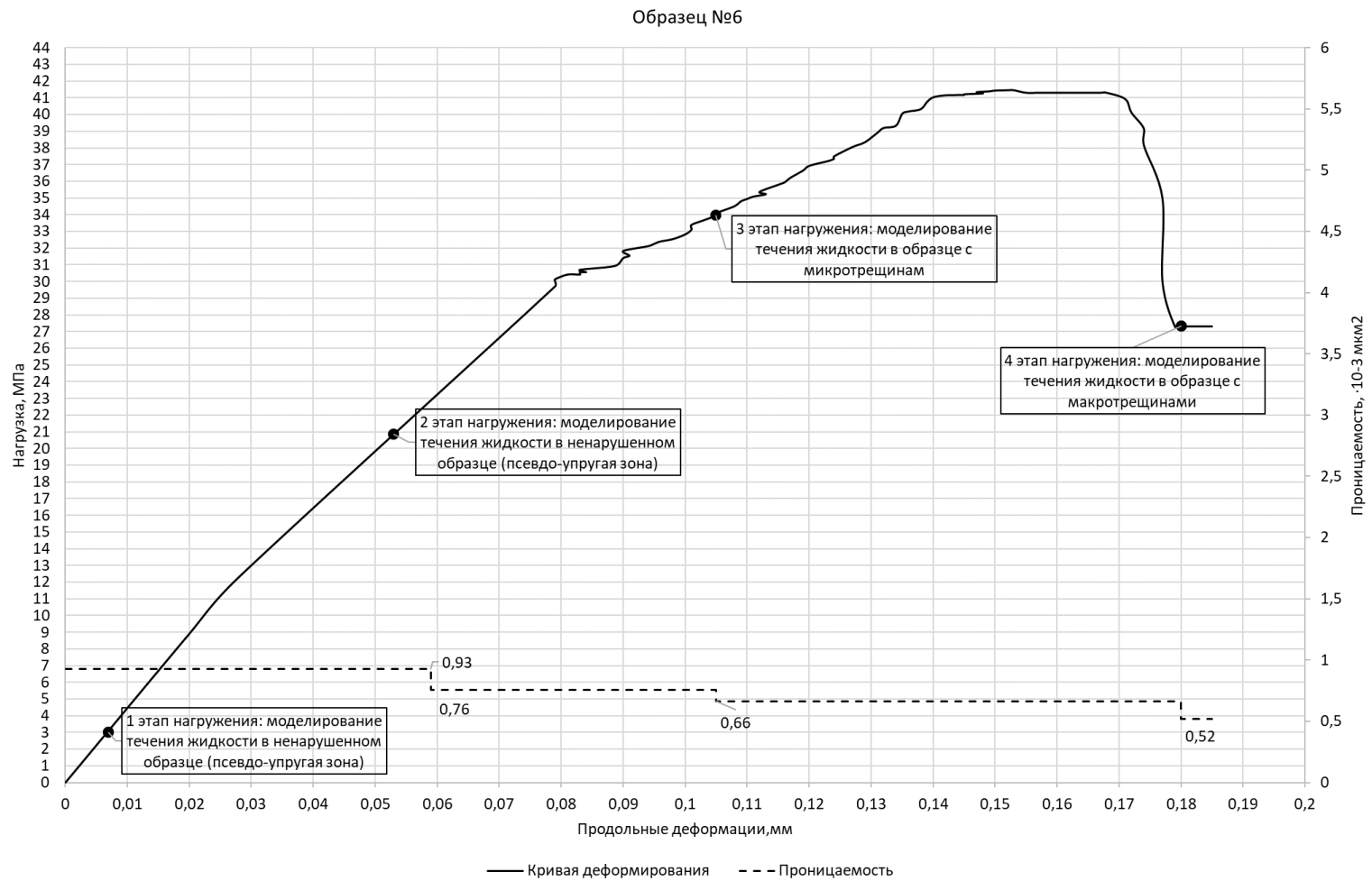


Рисунок 3.19– Кривая деформирования образца горной породы/изменение проницаемости образца горной породы в процессе деформирования

Таблица 3.11 – Результаты определения проницаемости образца горной породы (образец №5) при различных значениях эффективного напряжения

1 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	11,18	1,25
2	17,5	13,68	1,19
3	15	16,18	1,16
4	12,5	18,68	1,12
5	15	16,18	1,01
6	17,5	13,68	0,96
7	20	11,18	0,93

2 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	29,05	0,89
2	17,5	31,55	0,88
3	15	34,05	0,86
4	12,5	36,55	0,86
5	15	34,05	0,81
6	17,5	31,55	0,77
7	20	29,05	0,76

3 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	42,16	0,73
2	17,5	44,66	0,71
3	15	47,16	0,70
4	12,5	49,66	0,68
5	15	47,16	0,67
6	17,5	44,66	0,65
7	20	42,16	0,66

4 – этап нагружения

№ стадии	Поровое давление, МПа	Эффективное напряжение, МПа	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
1	20	22,35	0,63
2	17,5	24,85	0,60
3	15	27,35	0,58
4	12,5	29,85	0,55
5	15	27,35	0,53
6	17,5	24,85	0,51
7	20	22,35	0,52

Образец №6

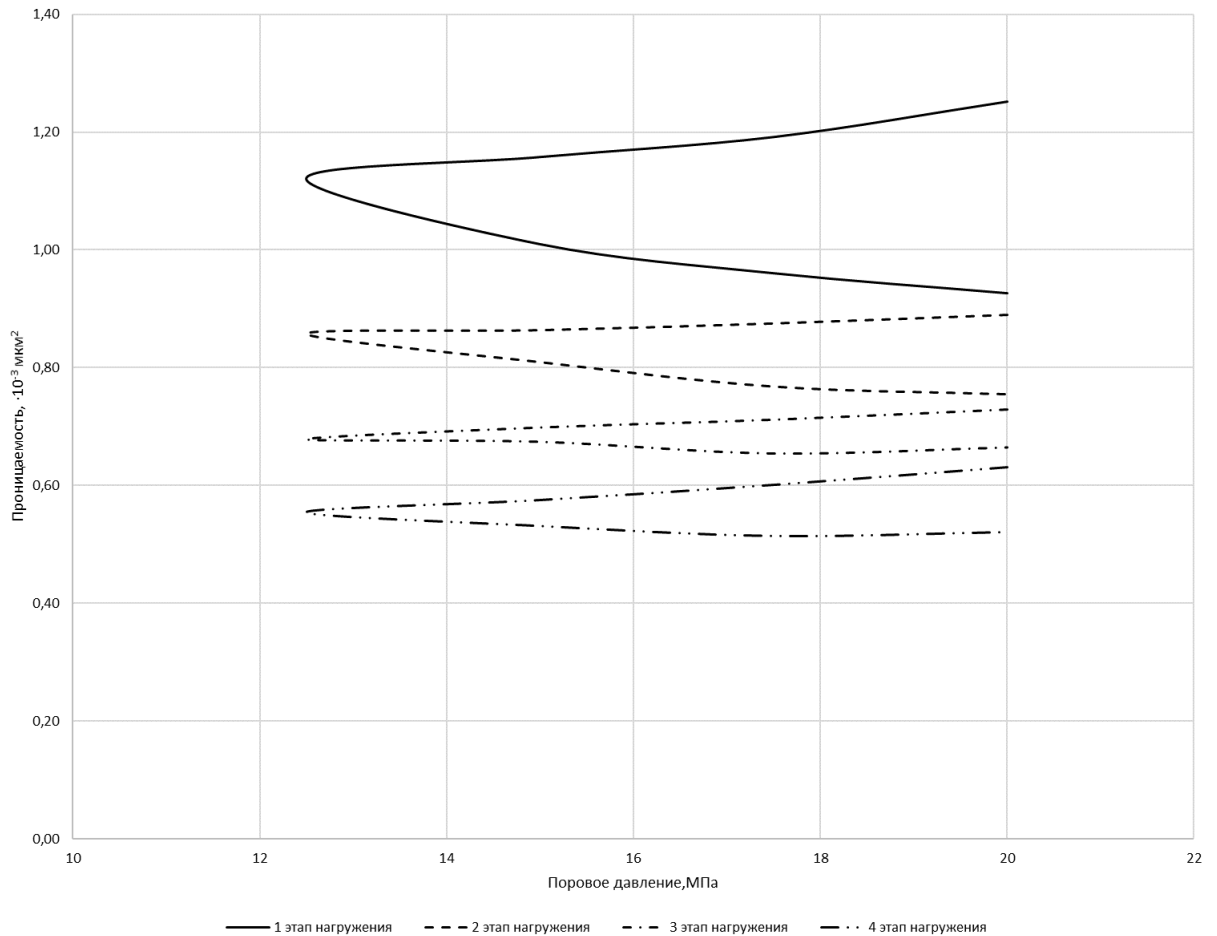


Рисунок 3.20– Зависимость проницаемости образца горной породы от порового давления на различных этапах нагружения

После проведения испытаний определялись средние значения проницаемости на каждой ступени (рисунки 3.21 и 3.23) и строился конечный график зависимости (рисунки 3.22 и 3.24). Отдельно строился график зависимости проницаемости от эффективного напряжения при фильтрации после разрушения образца. При этом строилась аппроксимирующая кривая отдельно для кривой, описывающей снижение порового давления и для кривой, характеризующей процесс повышения порового давления.

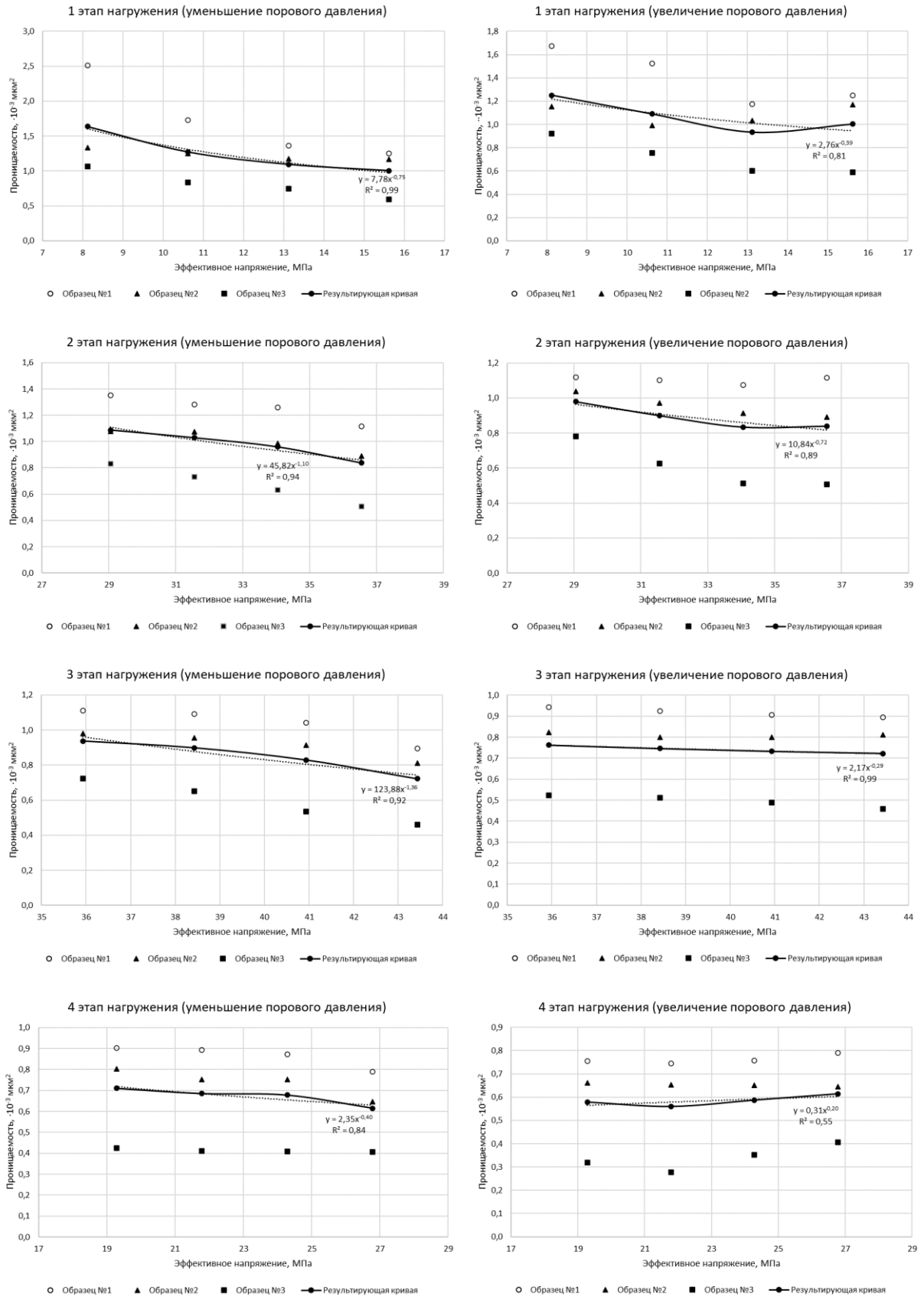
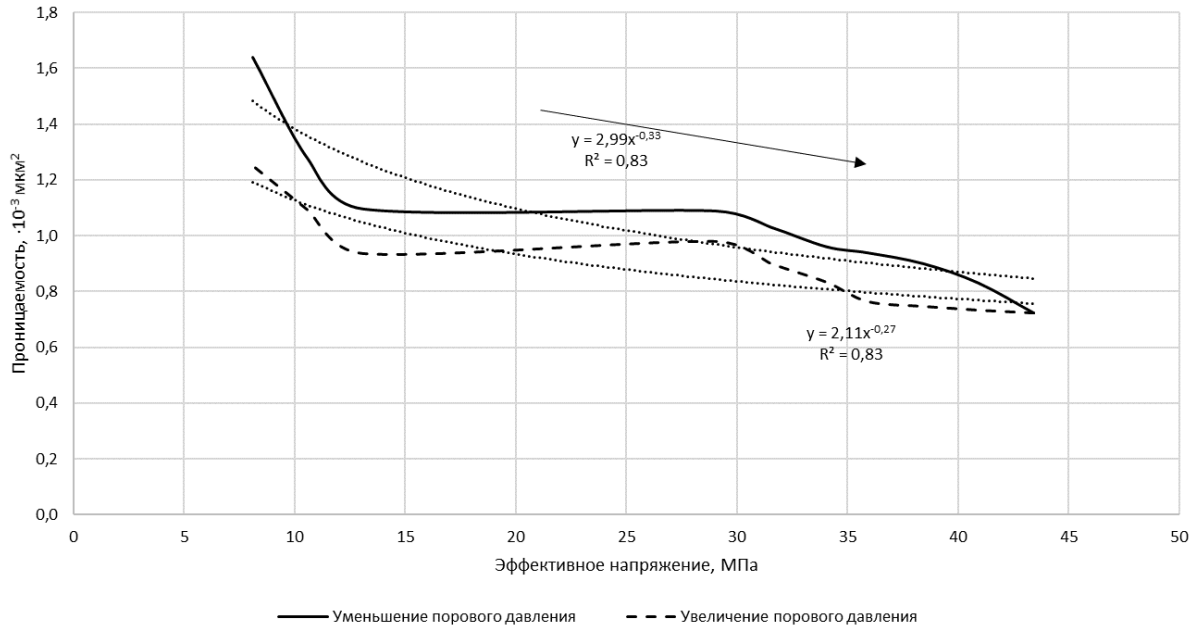


Рисунок 3.21– Построение результирующей кривой на каждом этапе нагружения (для первой группы образцов горной породы)

До разрушения



После разрушения

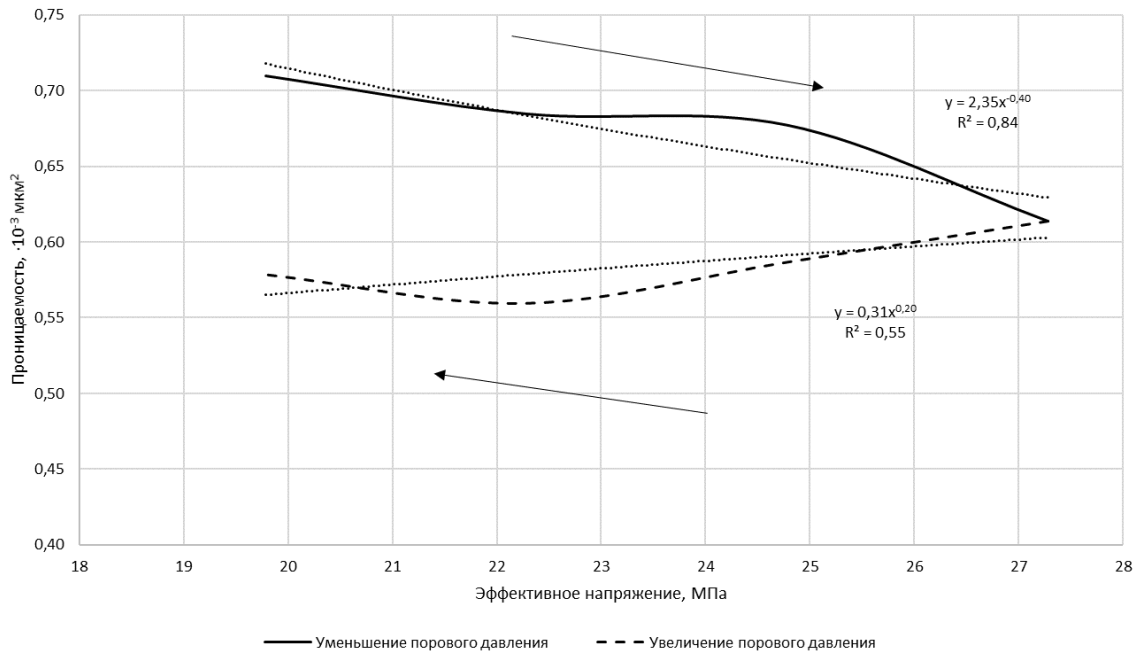


Рисунок 3.22– Зависимости проницаемости горной породы от эффективного напряжения (для первой группы образцов горной породы)

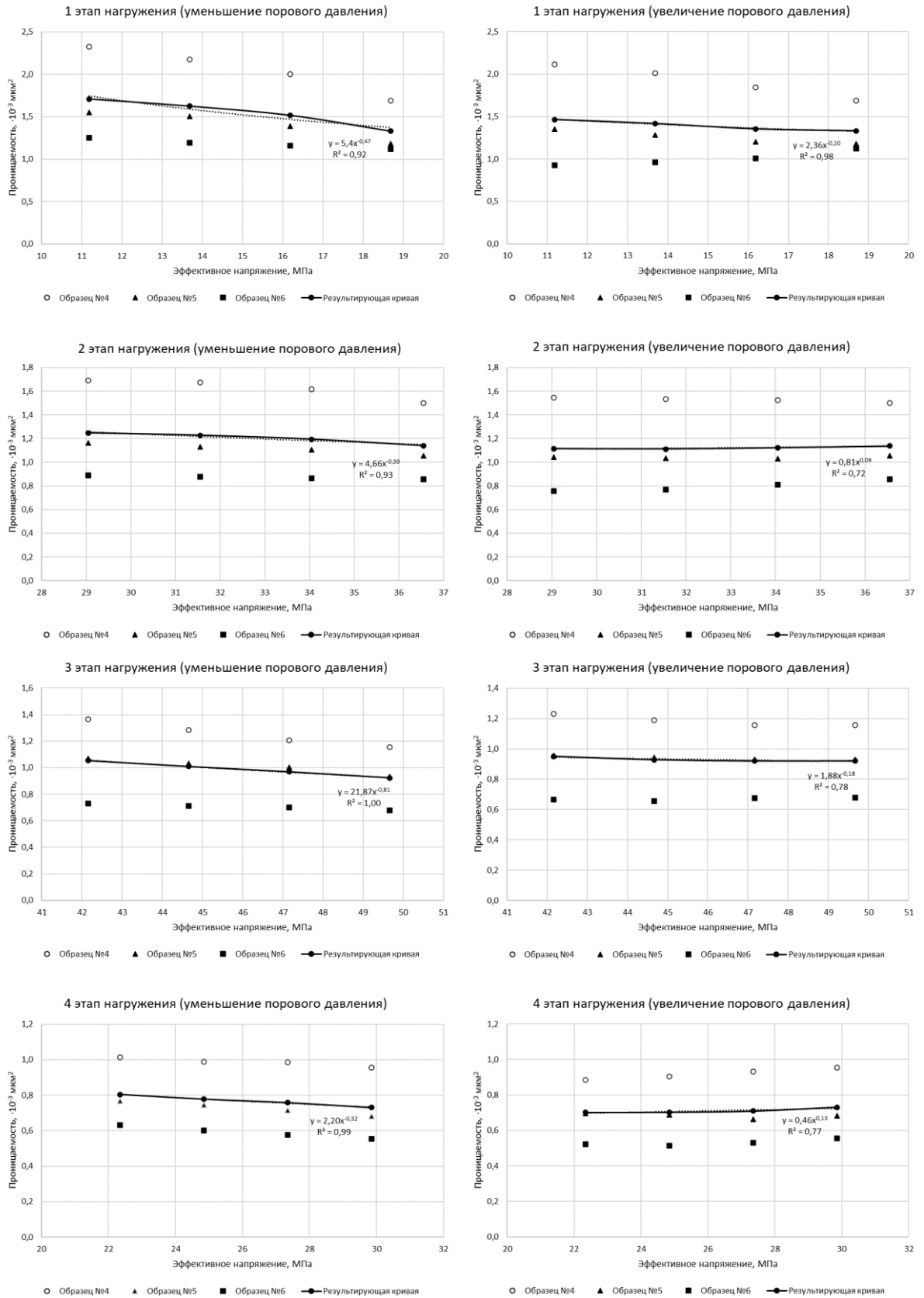
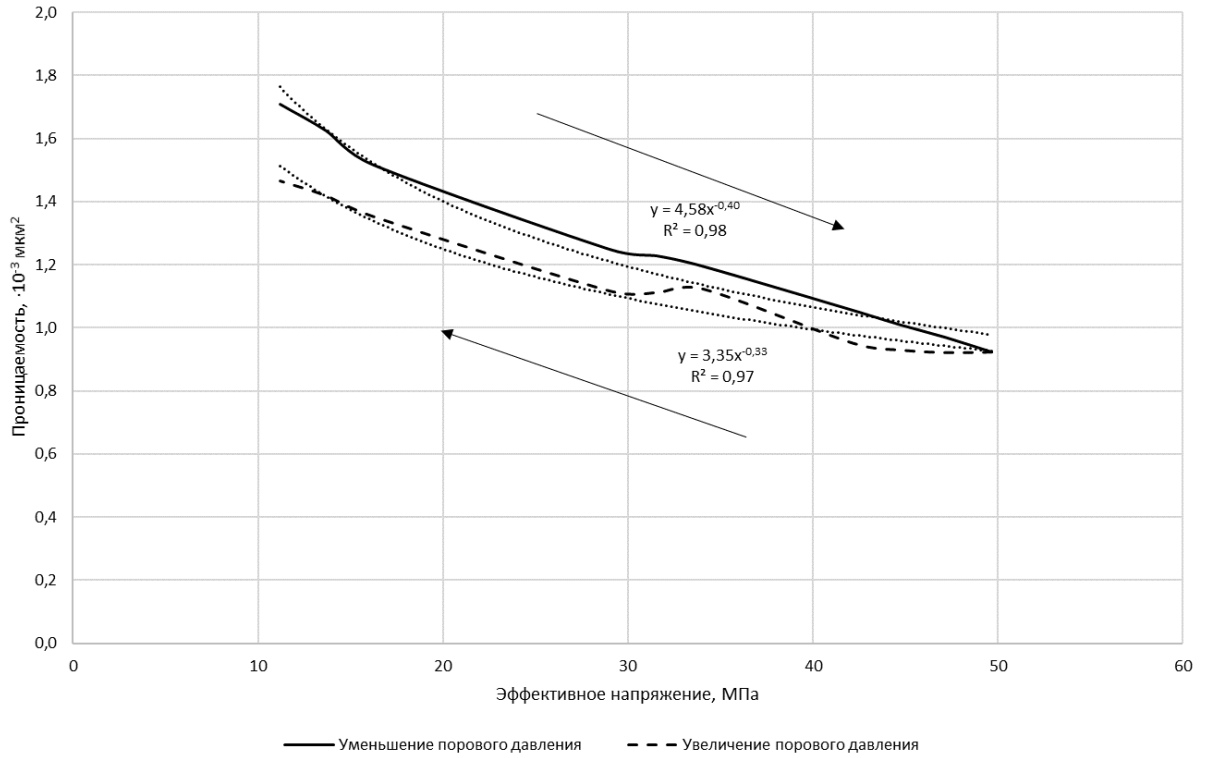


Рисунок 3.23– Построение результирующей кривой на каждом этапе нагружения (для второй группы образцов горной породы)

До разрушения



После разрушения

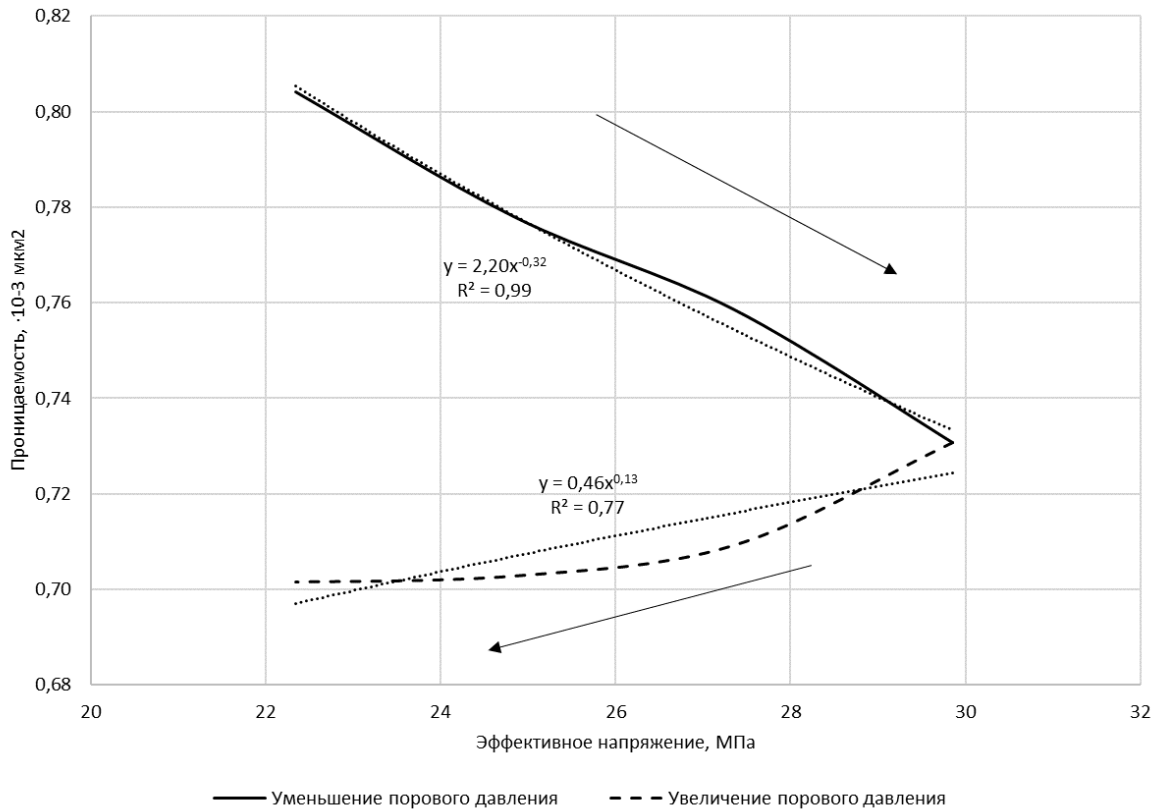


Рисунок 3.24– зависимости проницаемости горной породы от эффективного напряжения
(для второй группы образцов горной породы)

3.4 Выводы по главе 3

1. По результатам проведенных исследований установлена прямая зависимость между напряженно-деформированным состоянием терригенной породы-коллектора и ее проницаемостью, которая характеризуется тем, что вследствие изменения НДС происходит разрушение порового пространства и переупаковка зерен скелета пород, что в свою очередь вызывает необратимое изменение проницаемости терригенной породы-коллектора.

2. В ходе лабораторных исследований, проведенных на специализированном оборудовании и по запатентованной методике, были определены основные физико-механические и прочностные свойства образцов терригенной породы-коллектора (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, предел прочности на одноосное сжатие и растяжение), а также выявлены зависимости между проницаемостью терригенной породы-коллектора и эффективным напряжением. Полученные результаты подтверждают факт значительного влияния эффективного напряжения на значение проницаемости терригенной породы-коллектора.

3. По результатам полученных паспортов прочности (круги Мора) получено, что, когда терригенная порода-коллектор, находится в НДС, при котором преобладают растягивающие нагрузки, значение проницаемости терригенной породы-коллектора выше (для первого типа песчаника различие в значении проницаемости составило 15%, для второго типа – 17%). При проектировании разработки нефтяного месторождения необходимо учитывать данные изменения проницаемости с целью достоверной оценки состояния пород-коллекторов, для этого рекомендуется проводить ряд лабораторных исследований по предложенной методике, для определения изменения состояния внутрипорового пространства коллектора, размера зерен породообразующего материала, пористости, минералогического состава и содержания глинистой компоненты.

4. Значения проницаемости образца терригенной породы-коллектора, полученной при первой ступени нагружения, можно считать, как

первоначальные значения. Для первой группы образцов средняя проницаемость, относительно первоначального значения ($1,63 \cdot 10^{-3}$ мкм²) снизилась на 43% ($0,76 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Безусловно, такое значительное изменение давления ($\Delta\sigma_{эфф}=21$ МПа), оказываемого на скелет горной породы, практически невозможно в пласте. Более корректно следует сравнивать значения проницаемости на 2 и 3 этапе нагружения. Данные этапы различаются величиной осевой нагрузки. Путем увеличения осевой нагрузки моделировался процесс частичного разрушения образца, которое возможно при длительной эксплуатации объекта разработки. Сравнив значения средней проницаемости терригенной породы-коллектора, полученные в результате 2 и 3 этапов нагружения (для первой группы образцов), относительная разница между значениями проницаемости на последней стадии составила 22 %.

5. При колебании порового давления от 20 МПа до 12,5 МПа, в терригенной породе-коллекторе наблюдалось снижение проницаемости, при этом вследствие воздействия пластических деформаций значение проницаемости не возвращалось в исходное состояние. Для первой группы терригенных образцов изменение проницаемости на второй стадии было 10% (с $1,08 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $0,98 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и третьей стадии было 19% (с $0,94 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $0,76 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Для второй группы терригенных образцов изменение проницаемости на второй стадии было 11% (с $1,25 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $1,16 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и третьей стадии было 10% (с $1,05 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $0,95 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

6. В результате лабораторных испытаний можно сделать вывод о том, что подбор оптимальных значений эффективных напряжений очень важен при выработке запасов нефти. При значительном изменении порового давления (к примеру, за счет увеличения/уменьшения давления нагнетания воды в пласт) возможно разрушение скелета породы-коллектора, что в свою очередь приведет к необратимому изменению проницаемости. Одним из способов оптимизации работы скважины может быть управление значениями порового давления. Оптимизация работы скважин путем регулирования порового давления (как для нагнетательных, так и для добывающих скважин)

позволит увеличить выработку запасов за счёт минимизации деформирования скелета породы-коллектора. Использование более точных зависимостей проницаемости коллектора от эффективных напряжений, возникающих в породах, обеспечивает более точный и надежный прогноз производительности скважин и добываемых объемов нефти.

ГЛАВА 4 ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ В ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ

В этой главе рассматривается пример использования полученных зависимостей в главе №3 при построении гидродинамической модели месторождения углеводородов.

Гидродинамическое моделирование месторождения один из важных этапов при проектировании разработки месторождения углеводородов. В данную модель закладываются различные параметры, характеризующие свойства как горной породы, так и жидкости насыщающей поровое пространство вмещающей породы. Также на модели производится расчет основных параметров разработки при действующей или планируемой системе разработки.

При любой системе разработки для ее эффективного действия необходимо осуществлять поддержание пластового давления, для этого в водоносные горизонты нагнетают воду. Из-за многообразия геологических условий залегания продуктивных горизонтов, было разработано большое количество различных систем заводнения пласта (рисунок 4.1).

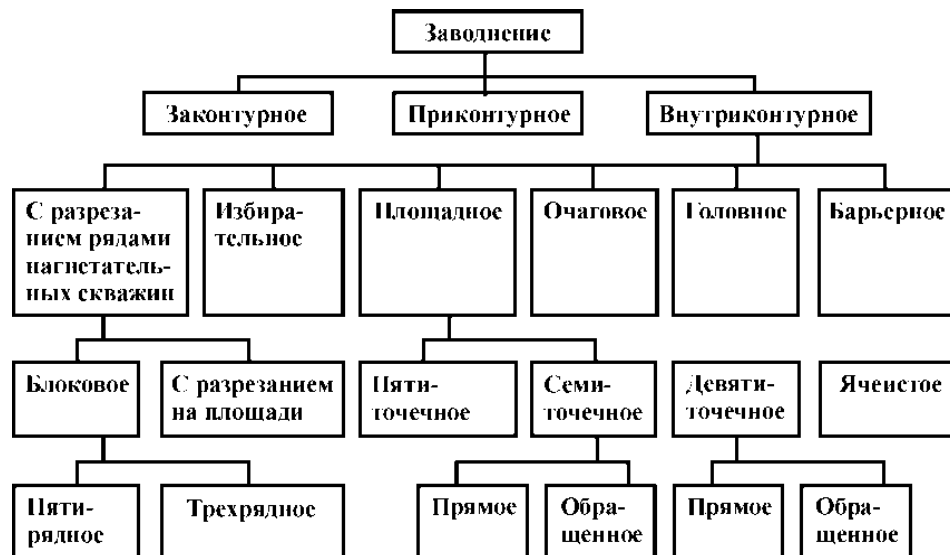


Рисунок 4.1 – разновидности систем заводнения [21]

Так как в данной диссертационной работе предполагался расчет основных параметров разработки не для всего месторождения, а только для его части, поэтому в качестве такой части был выбран, элемент разработки с

площадным расположением скважин. Это обусловлено тем, что с помощью этой системы осуществляется более равномерное воздействие на пласт. К наиболее часто применяемым площадным системам относятся:

1. Элемент пятиточечной системы. На углах располагаются нагнетательные скважины, в центре пробуривается добывающая скважина (рисунок 4.2).

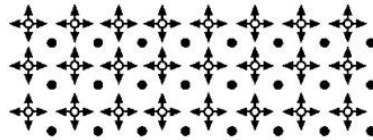


Рисунок 4.2 – системы разработки с площадным (пятиточечная) заводнением

2. Элемент семиточечной системы. Нагнетательные скважины пробуриваются по контуру правильного шестиугольника, а в центре – добывающая скважина (рисунок 4.3).

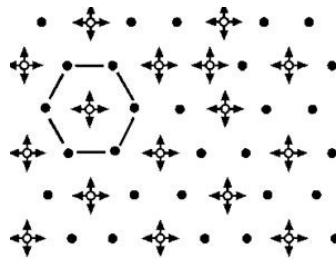


Рисунок 4.3– системы разработки с площадным (семиточечная обращенная) заводнением

3. Элемент девятиточечной системы. При разбуривании по данной схеме на углах и на сторонах квадрата размещаются нагнетательные скважины, а в центре – добывающая скважина (рисунок 4.4).

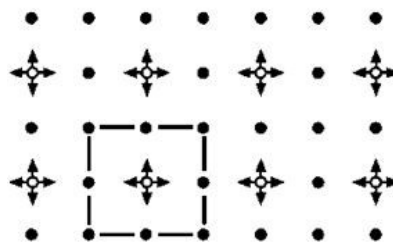


Рисунок 4.4– системы разработки с площадным (девятиточечная обращенная) заводнением

В качестве элемента был выбран пятиточечный элемент. Параметры, которые были использованы для построения модели представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для построения гидродинамической модели

	1 группа	2 группа
Геологическое описание	Песчаник светло-серый, средне-мелкозернистый , слабослюдистый, с глинистым цементом. Плотный, крепкий, однородный	Песчаник светло-серый, среднезернистый , слабослюдистый, с глинистым цементом. Плотный, крепкий, однородный
Проницаемость (по газу), $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	1 образец - 1470,83; 2 образец - 1376,10; 3 образец - 1161,62;	1 образец - 960,11; 2 образец - 760,27; 3 образец - 507,27;
Пористость, д.ед.	1 образец – 0,22; 2 образец – 0,21; 3 образец – 0,20;	1 образец – 0,19; 2 образец – 0,16; 3 образец – 0,15;
Глубина залегания, м	2000	
Коэффициент Пуассона	0,15	0,22
Модуль Юнга, МПа	7,72	8,98
Плотность вышележащих г.п., кг/м ³	2500	
Горное давление, МПа	49,05	
Пластовое давление, МПа	20	
Зависимость проницаемости (по жидкости) от пластового давления	При снижении давления: $k=0,5387e^{0,0431P_{пл}}$ При повышении давления: $k=0,7115e^{0,0183P_{пл}}$	При снижении давления: $k=0,8693e^{0,022P_{пл}}$ При повышении давления: $k=1,049e^{0,0056P_{пл}}$

В результате были построены 4 модели:

- Модель 1 и 2 – это гидродинамические модели для 1 и 2 группы образцов, построенные на кубе (рисунок 4.5).

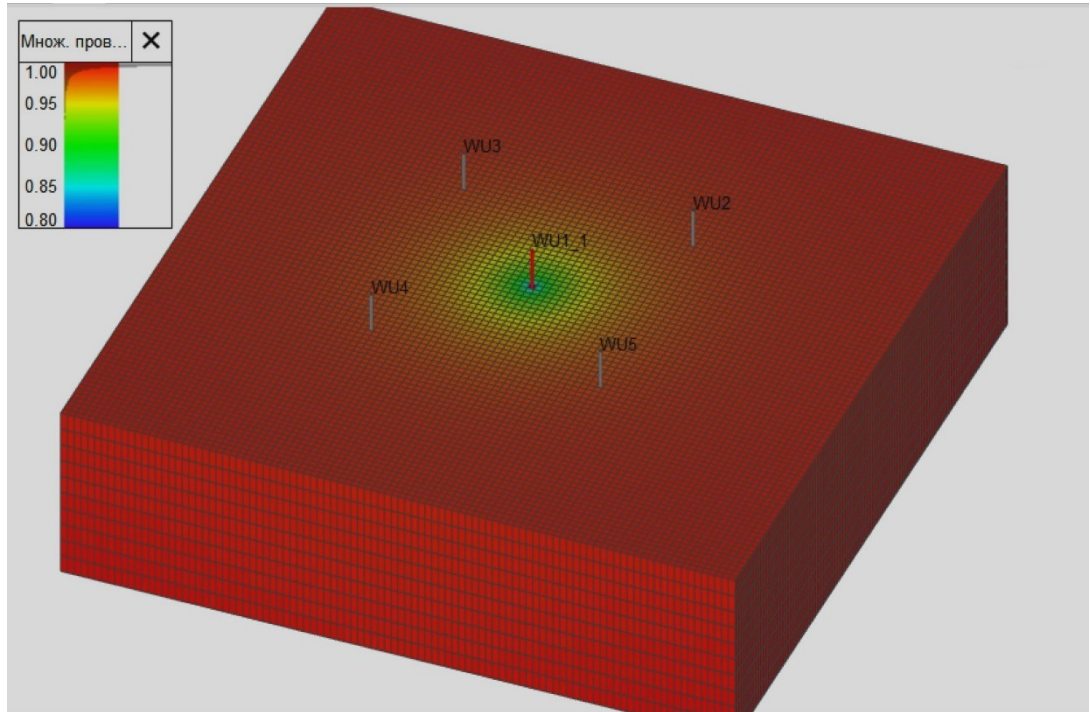


Рисунок 4.5– пример гидродинамической модели (1 группа образцов)

- Модель 3 и 4 – это гидродинамические модели для 1 и 2 группы образцов, построенные на модели с реальной геологией пласта (рисунок 4.6).

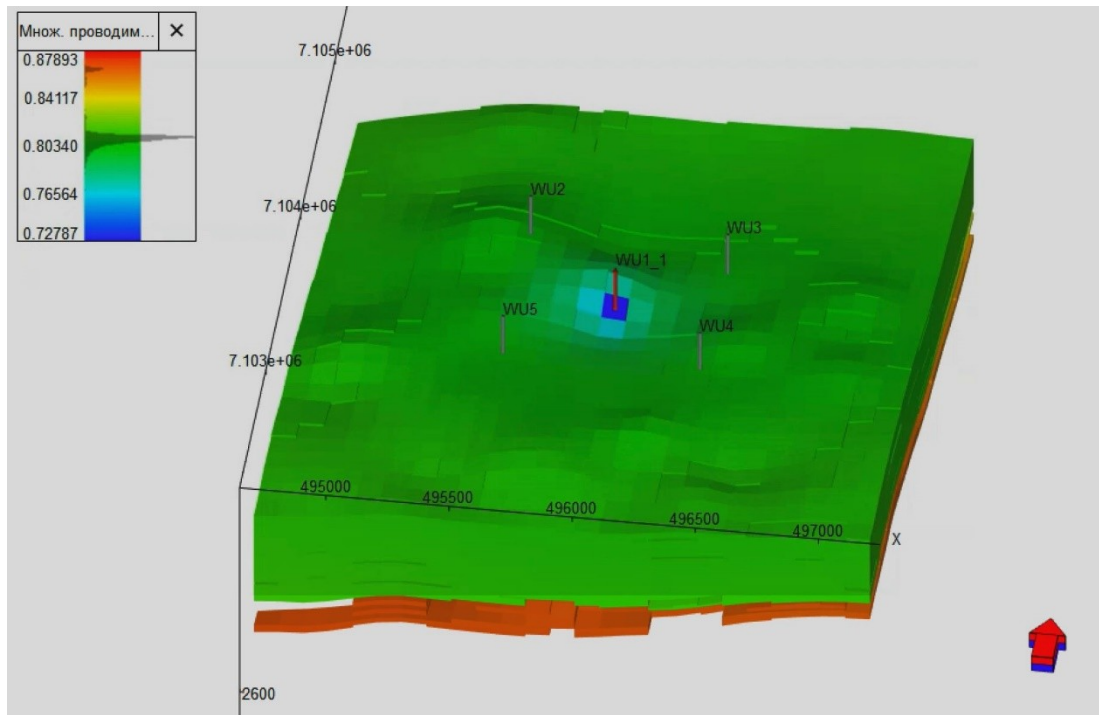


Рисунок 4.6 – пример гидродинамической модели (1 группа образцов)

Каждая из перечисленных моделей моделировала следующие процессы:

1. Естественный период разработки залежи, при котором пласт разрабатывался без системы поддержания пластового давления (ППД) на режиме истощения. На данном этапе происходило снижение пластового давления с 20 МПа (рисунки 4.7 – 4.10).

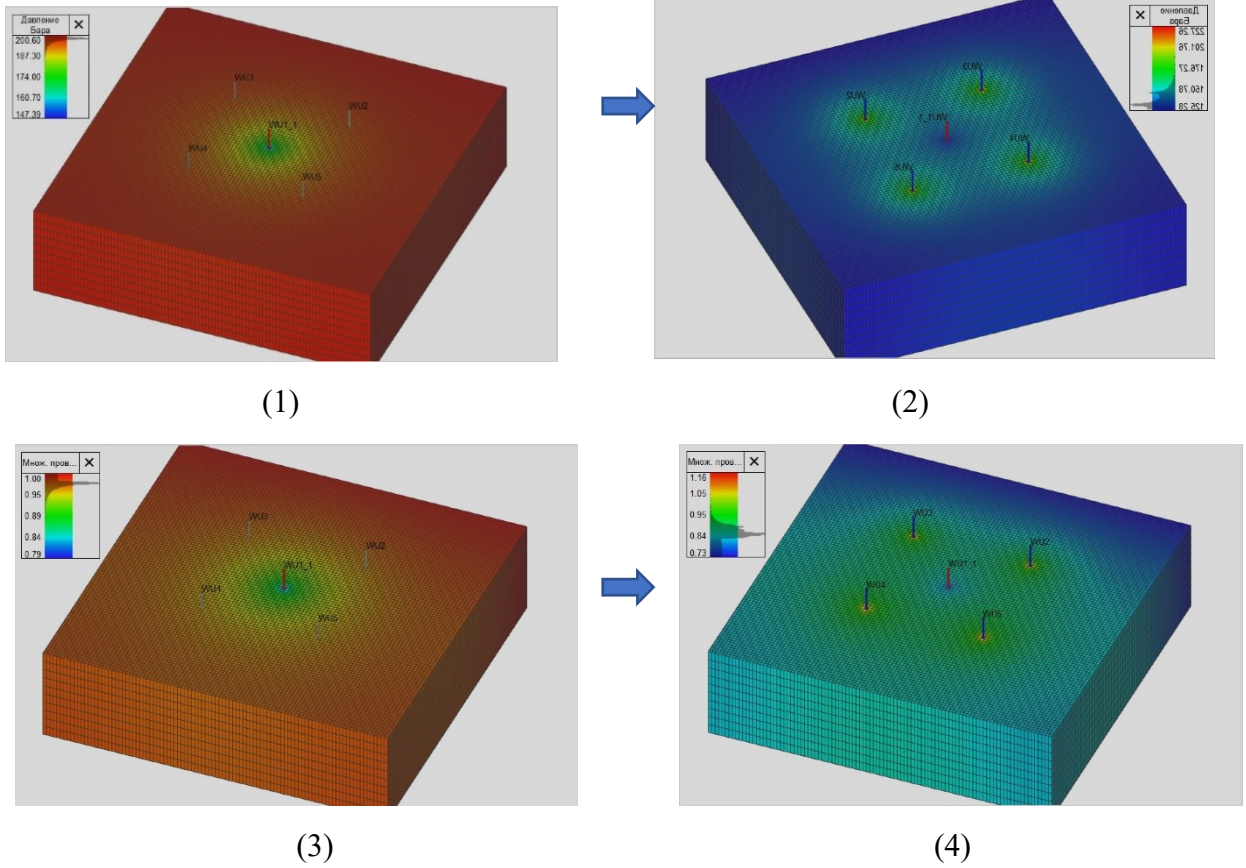
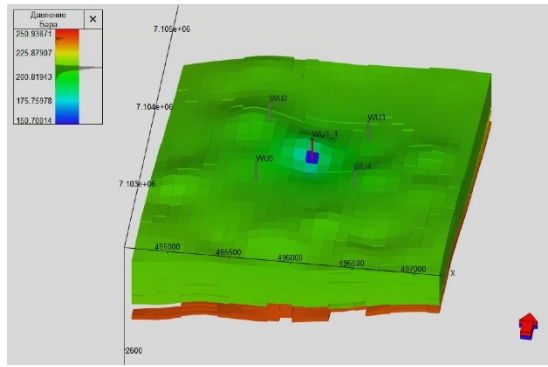
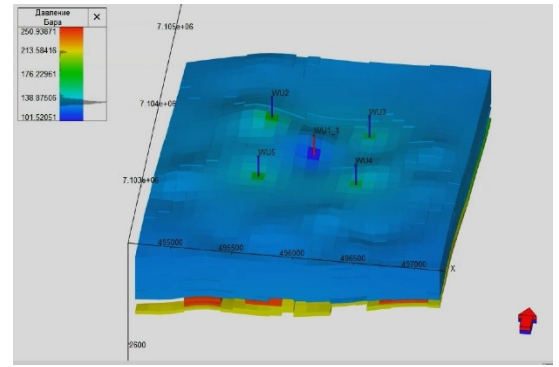


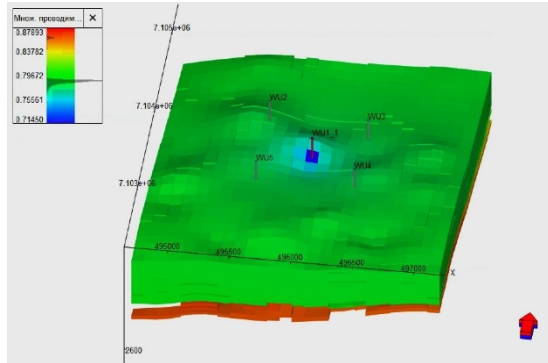
Рисунок 4.7– Пример гидродинамических моделей (1 группа образцов) на кубе
 1 – исходное состояние пласта (для $P_{пл}$); 2 – при минимальном значении пластового
 давления (для $P_{пл}$);
 3 – исходное состояние пласта (для k); 4 – при минимальном значении пластового
 давления (для k)



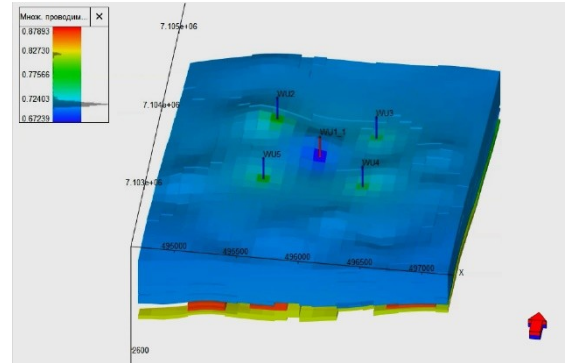
(1)



(2)



(3)



(4)

Рисунок 4.8– Пример гидродинамических моделей (1 группа образцов) на модели с реальной геологией пласта

1 – исходное состояние пласта (для $P_{пл}$); 2 – при минимальном значении пластового давления (для $P_{пл}$);

3 – исходное состояние пласта (для k); 4 – при минимальном значении пластового давления (для k)

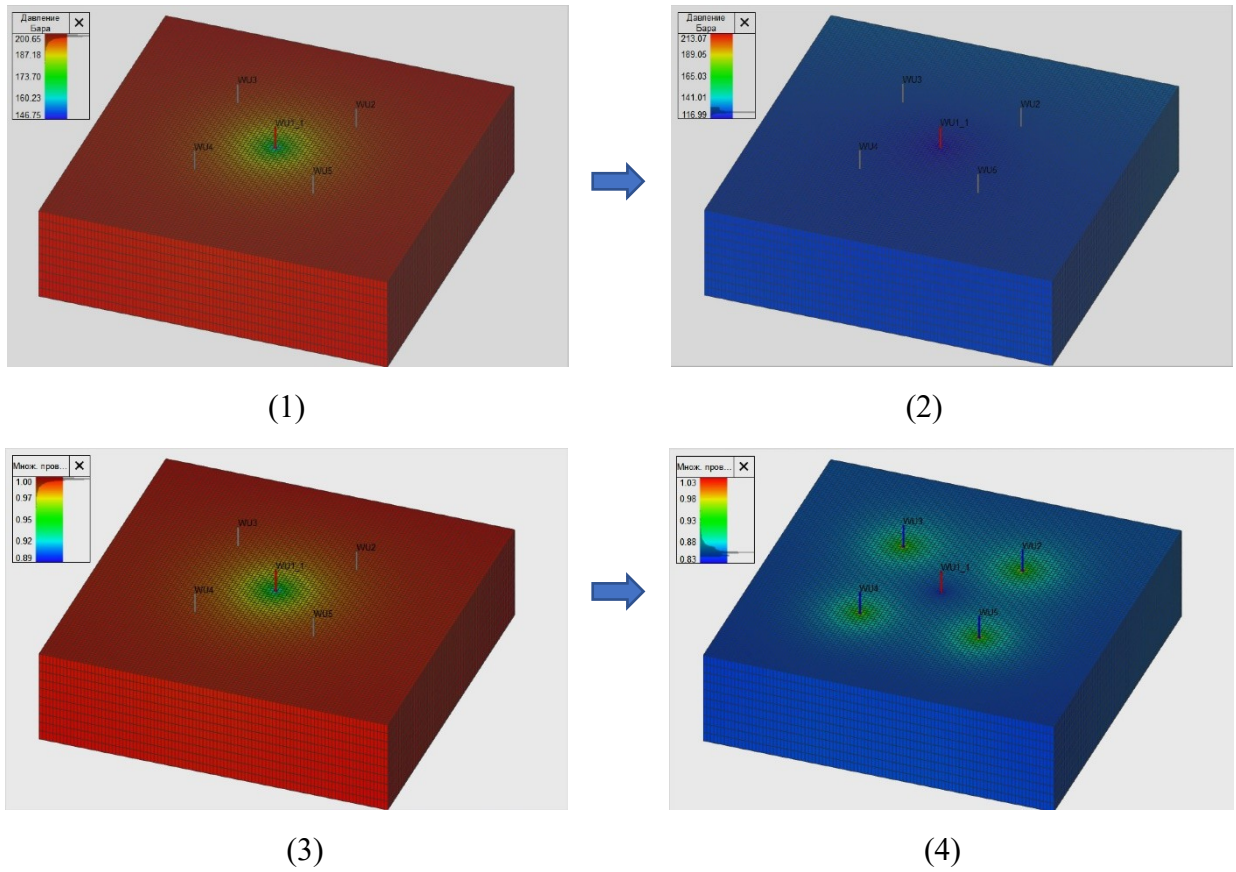


Рисунок 4.9 – Пример гидродинамических моделей (2 группа образцов) на кубе
 1 – исходное состояние пласта (для $P_{пл}$); 2 – при минимальном значении пластового давления (для $P_{пл}$);
 3 – исходное состояние пласта (для k); 4 – при минимальном значении пластового давления (для k)

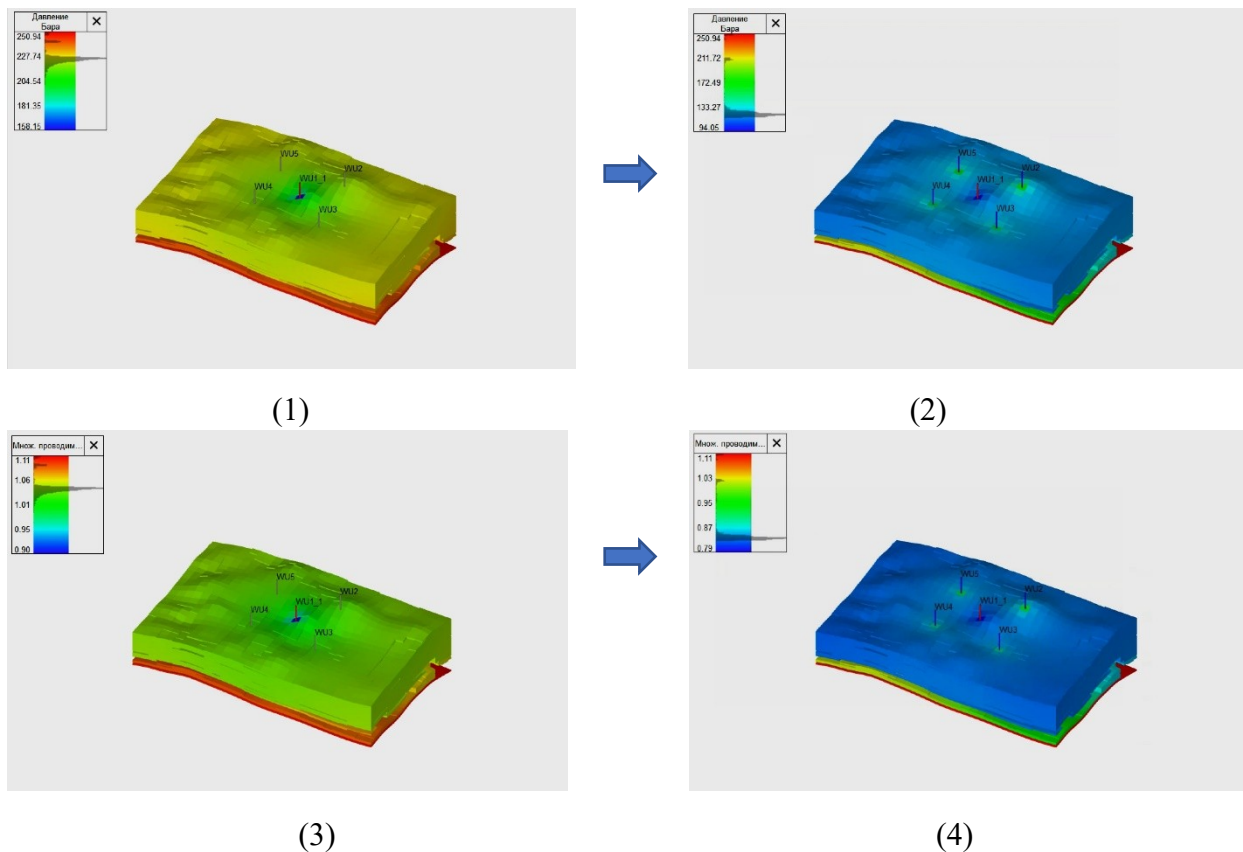


Рисунок 4.10 – Пример гидродинамических моделей (2 группа образцов) на модели с реальной геологией пласта

1 – исходное состояние пласта (для $P_{пл}$); 2 – при минимальном значении пластового давления (для $P_{пл}$);

3 – исходное состояние пласта (для k); 4 – при минимальном значении пластового давления (для k)

2. После процесса, описанного в пункте 1, происходило организация системы ППД (бурение 4 нагнетательных скважин) и увлечение пластового давления до 20 МПа (рисунки 4.11 – 4.14).

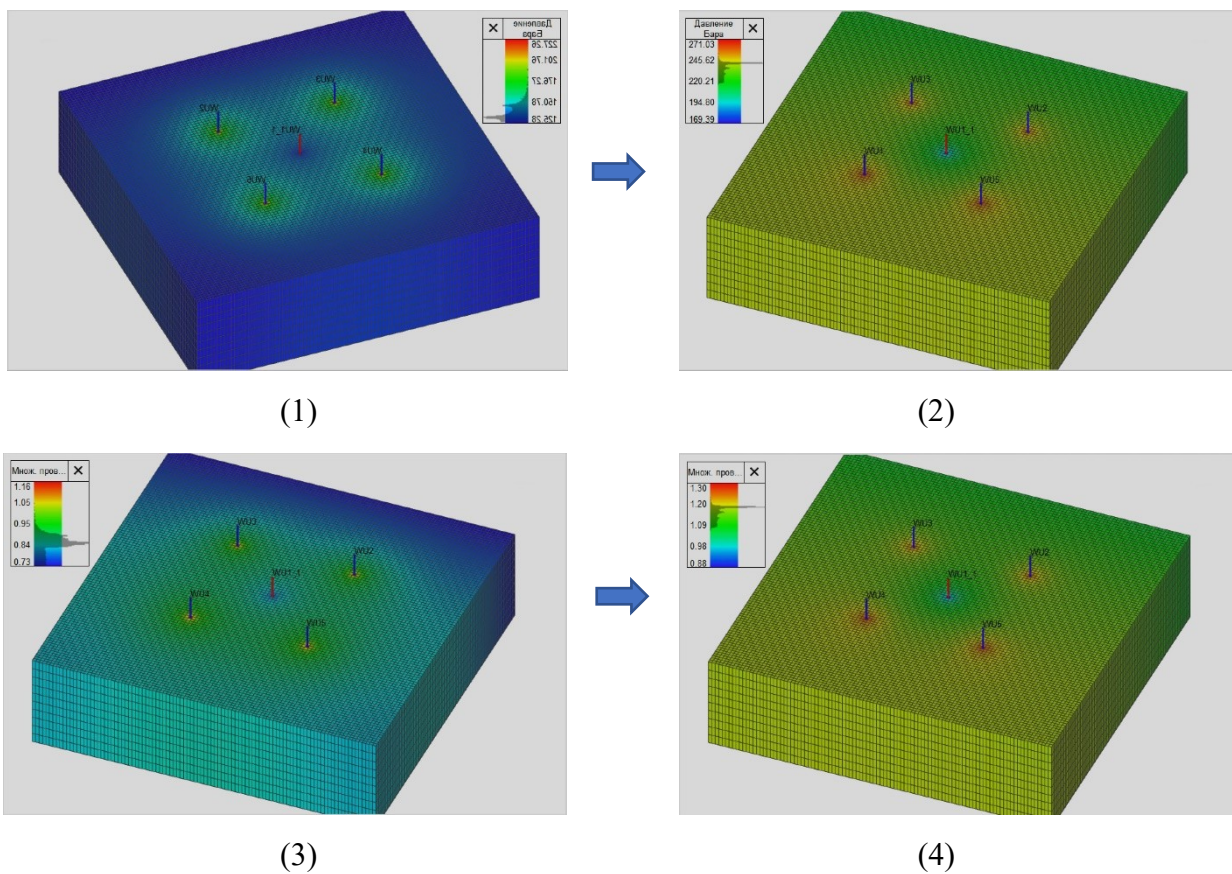
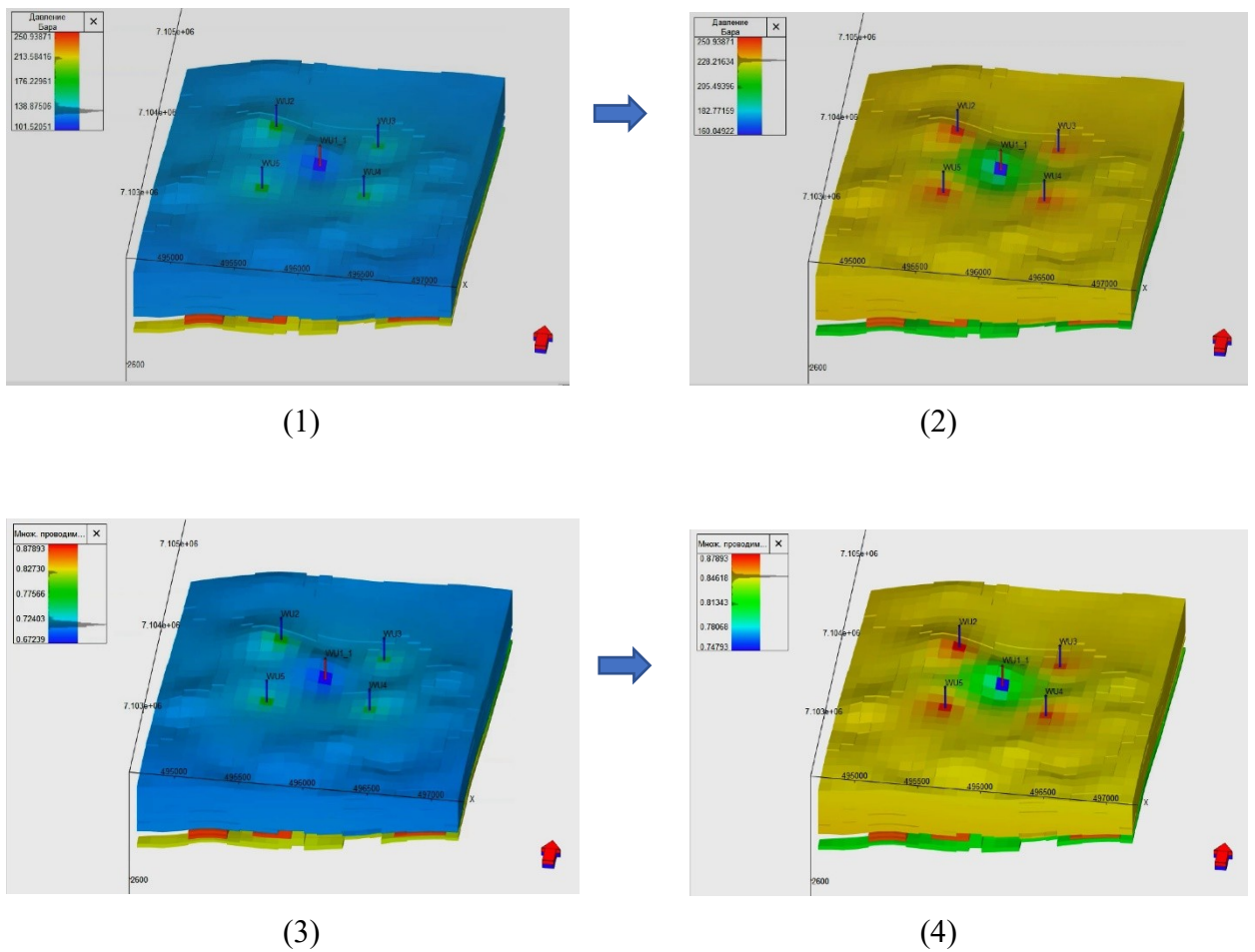


Рисунок 4.11 – Пример гидродинамических моделей (1 группа образцов) на кубе
 1 – при минимальном значении пластового давления (для $P_{пл}$); 2 – при возвращении значения пластового давления к исходному значению (для $P_{пл}$);
 3 – при минимальном значении пластового давления (для k); 4 – при возвращении значения пластового давления к исходному значению (для k)



б

Рисунок 4.12 – Пример гидродинамических моделей (1 группа образцов) на модели с реальной геологией пласта

- 1 – при минимальном значении пластового давления (для $P_{пл}$); 2 – при возвращении значения пластового давления к исходному значению (для $P_{пл}$);
- 3 – при минимальном значении пластового давления (для k); 4 – при возвращении значения пластового давления к исходному значению (для k)

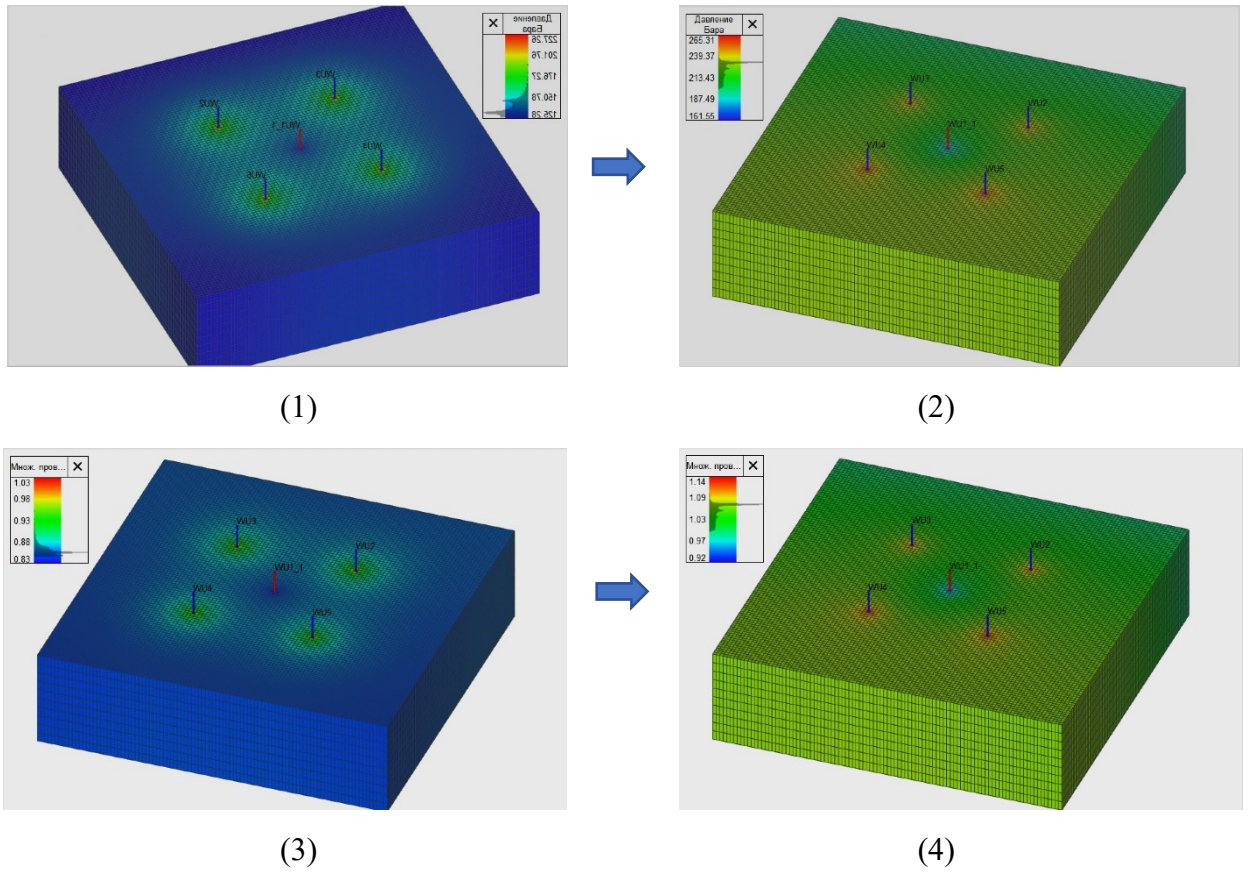


Рисунок 4.13– Пример гидродинамических моделей (2 группа образцов) на кубе
 1 – при минимальном значении пластового давления (для $P_{пл}$); 2 – при возвращении значения пластового давления к исходному значению (для $P_{пл}$);
 3 – при минимальном значении пластового давления (для k); 4 – при возвращении значения пластового давления к исходному значению (для k)

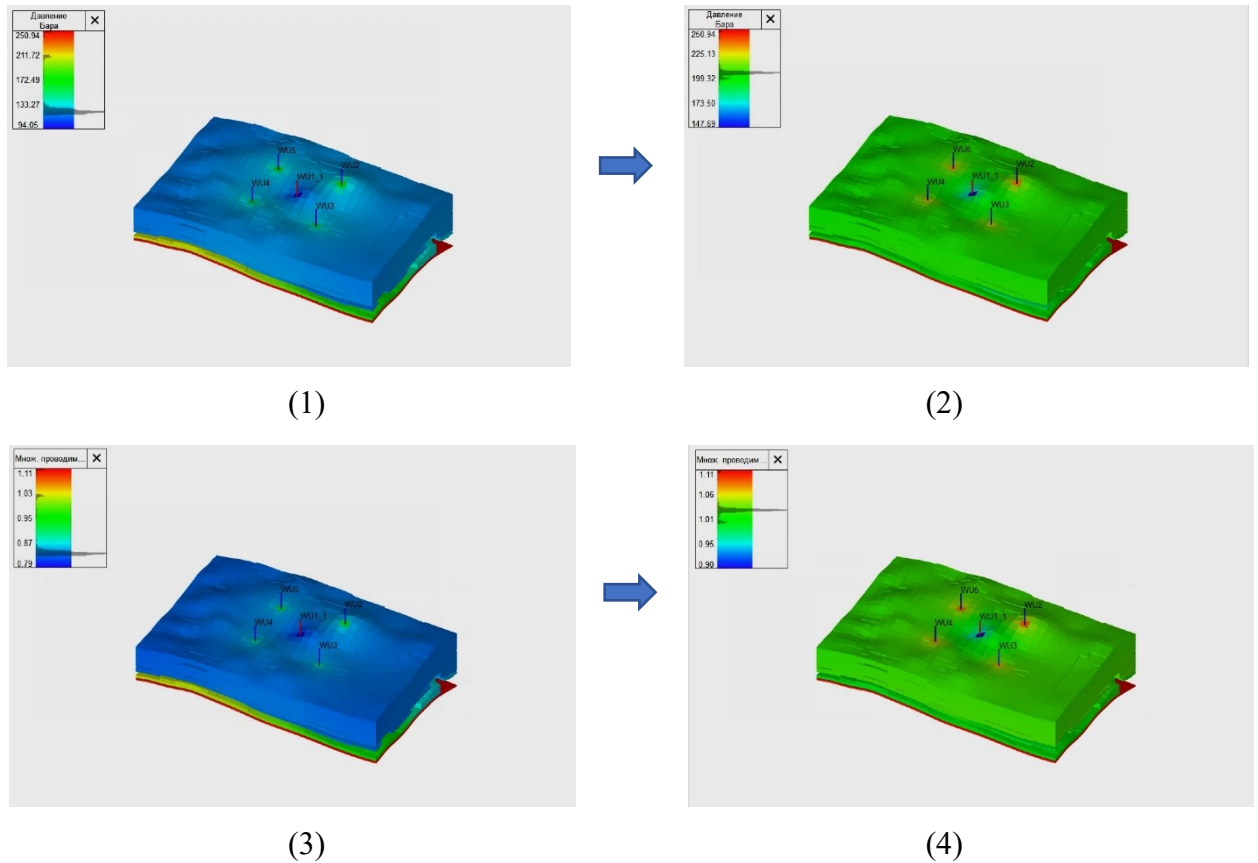


Рисунок 4.14 – Пример гидродинамических моделей (2 группа образцов) на модели с реальной геологией пласта

- 1 – при минимальном значении пластового давления (для $P_{пл}$); 2 – при возвращении значения пластового давления к исходному значению (для $P_{пл}$);
 3 – при минимальном значении пластового давления (для k); 4 – при возвращении значения пластового давления к исходному значению (для k)

На 4 моделях были применены расчеты:

1. Расчет процесса разработки данного элемента системы разработки месторождения без учета каких-либо зависимостей.
2. Расчет процесса разработки данного элемента системы разработки месторождения с учетом зависимости, полученной в результате лабораторных исследований, представленной в главе №3.

Накопленная добыча нефти использовалась для сравнения полученных результатов. Результаты гидродинамического моделирования приведены на рисунках 4.15 - 4.16 и в таблице 4.2.

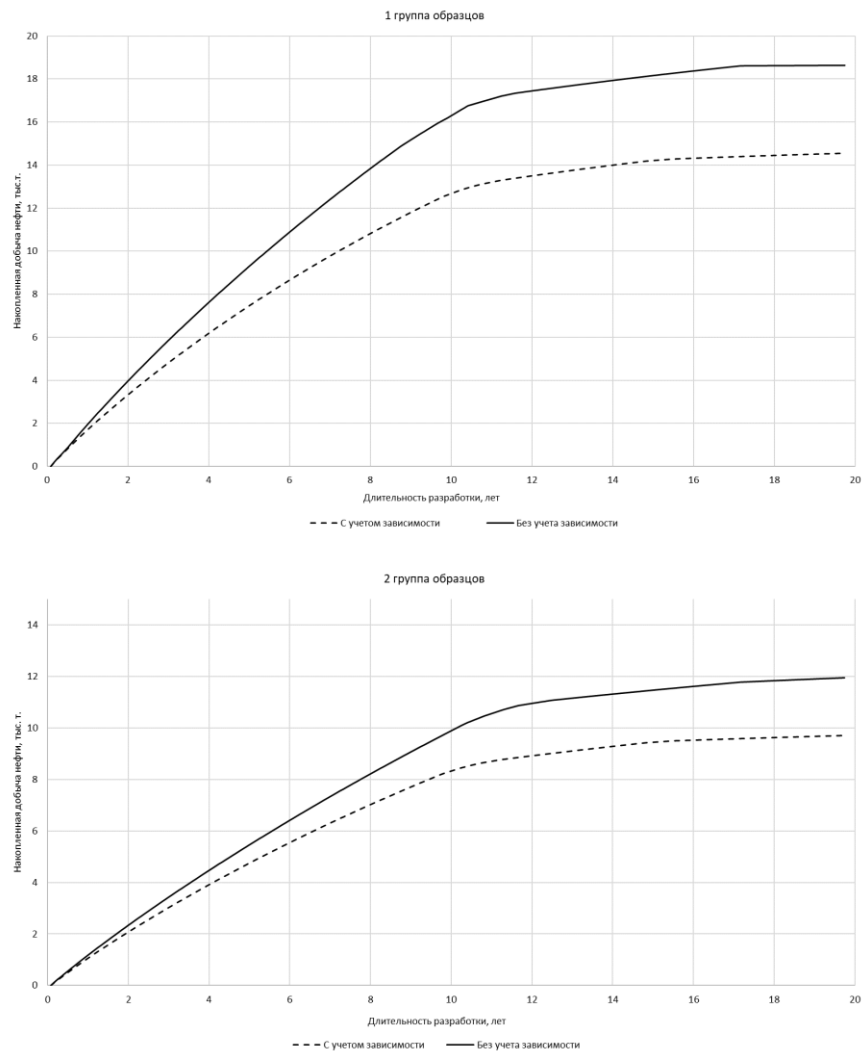


Рисунок 4.15 – Накопленная добыча нефти, полученная на кубе для 1 и 2 группы образцов

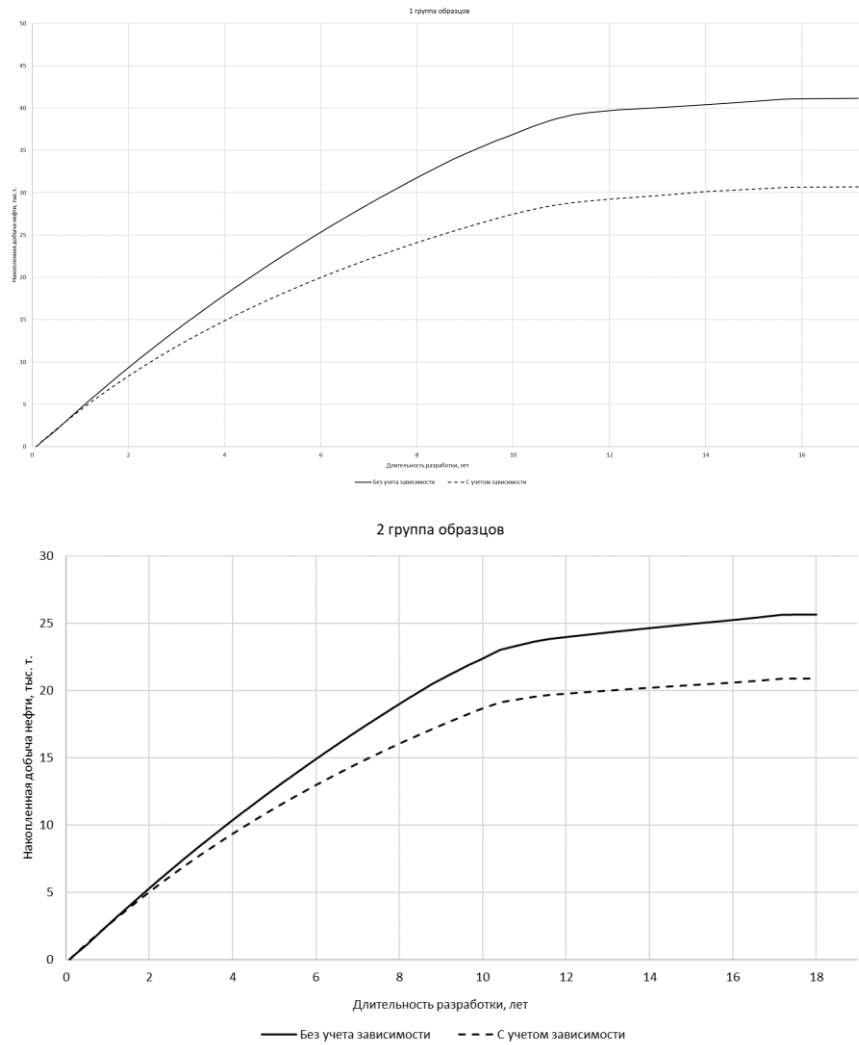


Рисунок 4.16 – Накопленная добыча нефти, полученная на модели с реальной геологией пласта для 1 и 2 группы образцов

Таблица 4.2 – Результаты гидродинамического моделирования

	Накопленная добыча тыс.т.							
	Куб				Модель с реальной геологией пласта			
	Без учета зависимости	С учетом зависимости	Разница	Разница, %	Без учета зависимости	С учетом зависимости	Разница	Разница, %
1 группа образцов	19	15	4	22	41	31	10	25
2 группа образцов	12	10	2	19	26	21	5	19

Выводы по главе 4

1. Учет подобных проницаемости коллектора от эффективных напряжений, возникающих в породах, позволяет корректировать расчет основных параметров разработки (например: накопленная добыча нефти). В результате гидродинамического моделирования процесса добычи нефти из терригенной породы-коллектора, в условиях залегания близких к естественным ($\sigma_{гор}=49,05$ МПа, $\sigma_{гор.мин.}=25,1$ МПа (для первой группы образцов терригенной горной породы), $\sigma_{гор}=49,05$ МПа, $\sigma_{гор.мин.}=28,2$ МПа (для второй группы образцов терригенной горной породы), разница в накопленной добыче между моделями составила:

- по 1 группе образцов 4 тыс. т. или 22% (на кубе) и 10 тыс. т. или 25% (на модели с реальной геологией пласта);
- по 2 группе образцов 2 тыс. т. или 19% (на кубе) и 5 тыс. т. или 19% (на модели с реальной геологией пласта).

2. Опираясь на полученные результаты лабораторных исследований и гидродинамического моделирования, можно сделать вывод о том, что при проектировании разработки месторождения нефти рекомендуется:

- проводить лабораторные исследования по определению основных физико-механических и прочностных свойств (предел прочности при одноосном и трехосном сжатии, k - t Пуассона, модуль Юнга) породы-коллектора и вышележащих горных пород;
- проводить лабораторные исследования по определению фильтрационно-емкостных свойств (проницаемость по газу, по жидкости, коэффициент пористости) породы-коллектора;
- проводить фильтрационные испытания по предложенной методике («Способ исследования проницаемости по жидкости образцов керна», заявка №2021121409) для выявления качественной зависимости между проницаемостью породы-коллектора и эффективными напряжениями, возникающими в пласте;

- учитывать сжимаемость пор порово-трещиноватых терригенных пород-коллекторов, так как она зависит от величины всестороннего эффективного напряжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является законченной научно-квалификационной работой, которая решает актуальную задачу повышения эффективности разработки сложнопостроенных месторождений, путем уточнения зависимости проницаемости горной породы от напряженно-деформированного состояния массива горных пород.

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы и рекомендации:

1. Анализ отечественных и зарубежных источников показал, что существуют различные параметры, характеризующие напряженно-деформированное состояние (НДС) породы-коллектора и влияющие на течение жидкости в поровом пространстве: коэффициент Био, коэффициент Скемптона, поровое давление, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, девиаторное напряжение. Данные параметры необходимо учитывать при моделировании процесса течения жидкости в поровом пространстве.

2. По результатам лабораторных испытаний построены паспорта прочности (круги Мора) показывающие, что, когда терригенная порода-коллектор находится в НДС, при котором преобладают растягивающие нагрузки, значение проницаемости терригенной породы-коллектора выше (для первого типа песчаника различие в значении проницаемости составило 15%, для второго типа – 17%). При проектировании разработки нефтяного месторождения необходимо учитывать данные изменения проницаемости с целью достоверной оценки состояния пород-коллекторов, для этого рекомендуется проводить ряд лабораторных исследований по предложенной методике, для определения изменения состояния внутривпорового пространства коллектора, размера зерен породообразующего материала, пористости, минералогического состава и содержания глинистой компоненты.

3. При колебании порового давления от 20 МПа до 12,5 МПа, в терригенной породе-коллекторе наблюдалось снижение проницаемости, при этом вследствие воздействия пластических деформаций значение

проницаемости не возвращалось в исходное состояние. Для первой группы терригенных образцов изменение проницаемости на второй стадии было 10% (с $1,08 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $0,98 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и третьей стадии было 19% (с $0,94 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $0,76 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Для второй группы терригенных образцов изменение проницаемости на второй стадии было 11% (с $1,25 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $1,16 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и третьей стадии было 10% (с $1,05 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $0,95 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

4. В результате гидродинамического моделирования процесса добычи нефти из терригенной породы-коллектора в условиях залегания, близких к естественным ($\sigma_{гор} = 49,05$ МПа, $\sigma_{гор.мин.} = 25,1$ МПа (для первой группы образцов терригенной горной породы), $\sigma_{гор} = 49,05$ МПа, $\sigma_{гор.мин.} = 28,2$ МПа (для второй группы образцов терригенной горной породы), разница в накопленной добыче между моделями составила:

- по 1 группе образцов 4 тыс. т. или 22% (на кубе) и 10 тыс. т. или 25% (на модели с реальной геологией пласта);
- по 2 группе образцов 2 тыс. т. или 19% (на кубе) и 5 тыс. т. или 19% (на модели с реальной геологией пласта).

5. Опираясь на полученные результаты лабораторных исследований и гидродинамического моделирования, можно сделать вывод о том, что при проектировании разработки месторождения нефти рекомендуется:

- проводить лабораторные исследования по определению основных физико-механических и прочностных свойств (предел прочности при одноосном и трехосном сжатии, к-т Пуассона, модуль Юнга) породы-коллектора и вышележащих горных пород;
- проводить лабораторные исследования по определению фильтрационно-емкостных свойств (проницаемость по газу, по жидкости, коэффициент пористости) породы-коллектора;
- проводить фильтрационные испытания по предложенной методике («Способ исследования проницаемости по жидкости образцов керна», заявка №2021121409) для выявления качественной зависимости между

проницаемостью породы-коллектора и эффективными напряжениями, возникающими в пласте;

- учитывать сжимаемость пор порово-трещиноватых терригенных пород-коллекторов, так как она зависит от величины всестороннего эффективного напряжения.

6. Перспективы дальнейшей темы в проведении дополнительных лабораторных исследований на других образцах терригенных пород-коллекторов по предложенной методике, для более детального изучения влияния изменения напряженно-деформированного состояния на проницаемость породы-коллектора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз, Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х.Азиз, Э. Сеттари. - М.: Недра, 1982. – 416 с.
2. Ашихмин, С. Г. Моделирование напряженно-деформированного состояния необсаженной скважины / С.Г. Ашихмин, А.Э. Кухтинский // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2014. – №. 11.
3. Бан, А. Об основных уравнениях фильтрации в сжимаемых пористых средах / А. Бан, К.С. Басниев, В.Н. Николаевский // Прикладная механика и техническая физика. – 1961. – №. 3. – С. 52-56.
4. Бан, А. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости / А. Бан, А.Ф. Богомолова, В.А. Максимов, В.Н. Николаевский, В.Г. Оганджянц, В.М. Рыжик. - М.: Гостоптехиздат, 1962. – 175 с.
5. Баренблатт, Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. - М.: Недра. 1972. - 211 с.
6. Басниев, К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Р.Д. Каневская, В.М. Максимов. - М.- Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2006 г. - 488 с.
7. Басниев, К. С. Нефтегазовая гидромеханика: учебное пособие для вузов / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Г.Д. Розенберг. — М. : Ин-т компьют. исслед., 2003 .— 479 с.
8. Билибин, С.И. Технология создания и сопровождения трёхмерных цифровых геологических моделей нефтегазовых месторождений. Автореферат дисс. докт. технич.наук / С.И. Билмбмн. – М., 2010. – 45 с.
9. Болдина, С. В. Оценка пороупругих параметров резервуара подземных вод по данным уровнемерных наблюдений на скважине Ю35, Камчатка / С.В. Болдина // Вестник КРАУНЦ. Серия: Науки о Земле. – 2004. – №. 2. – С. 109-119.
10. Герсеванов, Н.М. Основы динамики грунтовой массы / Н.М. Герсеванов // – Л. : ОНТИ, 1937. – 242 с.

11. Герсеванов, Н.М. Теоретические основы механики грунтов и их практические применения / Н. М. Герсеванов, Д.Е. Польшин. –М.: Стройиздат,1948. – 248 с.

12. Жигульский, С.В. Геомеханическое и микросейсмическое сопровождение гидроразрыва пласта в сланцевой формации / С.В. Жигульский, С.В. Лукин // Геофизика. 2018. - №4. - С 40-44.

13. Зобак, М.Д. Геомеханика нефтяных залежей. / М.Д. Зобак. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. - 480 с.

14. Иконникова, Л. Н., Оценка дебита нефтяной скважины при изменении забойного давления относительно давления насыщения / Л. Н. Иконникова, А. Б. Золотухин // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №. 3. – С. 43-45.

15. Иконникова, Л.Н. Прогнозирование дебита скважины после соляно-кислотной обработки при забойном давлении ниже давления насыщения / Л. Н. Иконникова, А. Б. Золотухин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. - №2. – С.35-37.

16. Карлсон, М. Р. Практическое моделирование нефтегазовых пластов / М.Р. Карлсон. - М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2012. – 944 с.

17. Кашников, Ю. А. Геомеханические характеристики терригенных продуктивных объектов нефтяных месторождений Западного Урала / Ю.А. Кашников, Д. В. Шустов, А. Э. Кухтинский, С. А. Кондратьев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 4. – С. 32-35.

18. Копылова, Г. Н. Оценка пороупругих параметров резервуаров подземных вод по данным уровнемерных наблюдений / Г.Н. Копылова, С. В. Болдина // Вестник КРАУНЦ. Серия науки о земле. – 2004. - №4. – С. 109-119.

19. Лукин, С.В. Совмещенное геомеханическое и гидродинамическое моделирование поведения нефтенасыщенного пласта в SIMULIA ABAQUS / С.В. Лукин Н.В. Дубиня. - URL:

https://tesis.com.ru/infocenter/downloads/abaqus/abaqus_es15_5.pdf

(дата обращения: 22.06.2022).

20. Лукина, Т. Ю. Геомеханическое моделирование разреза месторождения сахалинского шельфа под задачи бурения скважин / Т.Ю. Лукина, А.Г. Потапов, О.Е. Богданова, О.А. Потапов // Вести газовой науки. – 2017. – №. 4 (32) – С.159-168.

21. Максютин, А. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / А.В. Максютин, Д.В. Мардашов, Д.Г. Петраков. – СПб: СПГУ, 2016. – 316 с.

22. Маскет, М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 628 с.

23. Мукерджи, Х. Производительность скважин / Х. Мукерджи.- М.: Schlumberger, 2001. – 90 с.

24. Николаевский, В. Н. Геомеханика и флюидодинамика / В.Н. Николаевский. – М. : Недра, 1996. – 447 с.

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

26. Ольховская, В.А. Подземная гидромеханика. / В.А. Ольховская. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2004. – 48 с.

27. **Пеньков, Г. М.** Исследование зависимостей между физико-механическими свойствами песчаника и скоростью прохождения упругих волн / Г.М. Пеньков, Д.А. Карманский, Д.Г. Петраков // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20. – №. 1. – С. 27-36.

28. **Пеньков, Г. М.** Исследование влияния насыщенности коллектора на его свойства при разработке месторождений нефти и газа / Г.М. Пеньков, Д.Г. Петраков // Инженер-нефтяник. – 2019. – №. 2. – С. 36-39.

29. Петраков, Д. Г. Анализ зависимости между акустическими и физико-механическими свойствами горных пород терригенных отложений /

Д.Г. Петраков, **Г.М. Пеньков**, Д.А. Соломойченко // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2021. – Т. 21. – №. 2. – С. 71-75.

30. Пospelова, Т.А. Исследование напряженно-деформированного состояния нефтяных пластов и обоснование методики информационного обеспечения на разных стадиях их разработки. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Т.А. Пospelова. - Тюмень., 2006. – 159 с.

31. Справочник инженера-нефтяника. Том II. Инжиниринг бурения. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014.-1064 с.

32. Уиллхайд, Г. П. Заводнение пластов / Г.П. Уиллхайд. - М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика, 2009. – 788 с.

33. Фанчи, Д. Р. Интегрированный подход к моделированию фильтрационных потоков / Д. Р. Фанчи. - Издательство «ИКИ» 2010г –256 с. - 2010.

34. Чарный, И.А. Подземная гидрогазодинамика / И.А. Чарный. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2006. – 436 с.

35. Щелкачев, В.Н. Подземная гидравлика / Н.В. Щелкачев, Б.Б. Лапук. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. – 736 с.

36. Эртекин, Т. Основы прикладного моделирования пластов / Т. Эртекин, Д. Абу-Кассем, Г. Кинг. - Издательство «ИКИ» 2012г.2012. -1060 с.

37. Adenutsi, C. D. Pore pressure variation at constant confining stress on water–oil and silica nanofluid–oil relative permeability / C. D. Adenutsi, Z.Li, F. Lai, A.E. Nama, W.N. Aggrey // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2018. – pp. 1-15.

38. Alam, M. M. Effective stress coefficient for uniaxial strain condition / M.M. Alam, I.L. Fabricius // 46th US Rock Mechanics/Geomechanics

Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2012. - URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA12/All-ARMA12/ARMA-2012-302/122307> (дата обращения: 22.06.2022).

39. Andersen, O. Coupled Geomechanics and Flow Simulation on Corner-Point and Polyhedral Grids / O. Andersen, H. M. I. I. Nilsen, X. Raynaud. - DOI 10.2118/182690-MS // SPE Reservoir Simulation Conference. – URL: <https://onepetro.org/spersc/proceedings-abstract/17RSC/3-17RSC/D031S010R004/208249> (дата обращения: 22.06.2022).

40. Bailin, W. Boit's Effective Stress Coefficient Evaluation: Static And Dynamic Approaches / W. Bailin // ISRM International Symposium-2nd Asian Rock Mechanics Symposium. – International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering, 2001. – URL: <https://onepetro.org/ISRMARMS/proceedings-abstract/ARMS201/All-ARMS201/ISRM-ARMS2-2001-082/169992> (дата обращения: 22.06.2022).

41. Bernabé, Y. A note on the oscillating flow method for measuring rock permeability / Y. Bernabe, U. Mok., B. Evans. – DOI 10.1016/j.ijrmms.2005.04.013 // International journal of rock mechanics and mining sciences. – 2006. – V. 2. – №. 43. – pp. 311-316.

42. Biot, M. A. General theory of three-dimensional consolidation / M.A. Biot // Journal of applied physics. – 1941. – V. 12. – №. 2. – pp. 155-164.

43. Bishop, A. W. The influence of an undrained change in stress on the pore pressure in porous media of low compressibility / A.W. Bishop // Geotechnique. – 1973. – V. 23. – №. 3.

44. Bruno, M. S. Micromechanics of stress-induced permeability anisotropy and damage in sedimentary rock / M.S. Bruno // Mechanics of Materials. – 1994. – V. 18. – №. 1. – pp. 31-48.

45. Chertov, M. A. Practical laboratory methods for pore volume compressibility characterization in different rock types / M.A. Chertov, R. Suarez-Rivera // 48th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2014. – URL:

<https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA14/All-ARMA14/ARMA-2014-7532/123902> (дата обращения: 22.06.2022).

46. Dake, L. P. Fundamentals of reservoir engineering / L.P. Dake. – Elsevier, 1983. – V. 8. – 464 p.

47. David, C. Laboratory measurement of compaction-induced permeability change in porous rocks: Implications for the generation and maintenance of pore pressure excess in the crust / C. David, T.F. Wong, W. Zhu, J. Zhang, J. // Pure and applied geophysics. – 1994. – V. 143. – №. 1. – pp. 425-456.

48. Dong, J. J. Stress-dependence of the permeability and porosity of sandstone and shale from TCDP Hole-A / J.J. Dong, J.Y. Hsu, W.J. Wu, T. Shimamoto, J.H. Hung, E.C. Yeh, H. Sone.- DOI 10.1016/j.ijrmms.2010.06.019 // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2010. – V. 47. – №. 7. – pp. 1141-1157.

49. Dvorkin, J.. Squirt flow in fully saturated rocks / J. Dvorkin, G. Mavko, A. Nur // Geophysics. – 1995. – V. 60. – №. 1. – pp. 97-107.

50. Farquhar, R. A. Stress sensitivity of low-permeability sandstones from the Rotliegendes sandstone / Farquhar R.A., Smart B.G.D., Todd A.C., Tompkins D.E., Tweedie A.J. – DOI 10.2118/26501-MS // SPE annual technical conference and exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 1993.– URL: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/93SPE/All-93SPE/SPE-26501-MS/55136> (дата обращения: 22.06.2022).

51. Fetkovich, M. J. The isochronal testing of oil wells / M.J. Fetkovich // Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. 1973. - URL: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/73FM/All-73FM/SPE-4529-MS/139310> (дата обращения: 22.06.2022).

52. Fetkovich, M. J. The isochronal testing of oil wells / M.J. Fetkovich. – DOI 10.2118/4529-MS // Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. – OnePetro, 1973. – URL: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/73FM/All-73FM/SPE-4529-MS/139310> (дата обращения: 22.06.2022).

53. Fischer, G. J. The determination of permeability and storage capacity: Pore pressure oscillation method / G.J. Fischer // International Geophysics. – Academic Press, 1992. – V. 51. – pp. 187-211.

54. Franquet, J. A. Experimental evaluation of Biot's poroelastic parameter—Three different methods / J.A. Franquet, H.H. Abass // Rock Mechanics for Industry. – 1999. – pp. 349-355.

55. Geertsma, J. The effect of fluid pressure decline on volumetric changes of porous rocks // Transactions of the AIME. – 1957. – V. 210. – №. 01. – pp. 331-340.

56. Hamid, O. Reservoir Geomechanics in Carbonates / O. Hamid, A. Omair, P. Guizada. – DOI 10.2118/183704-MS // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2017.- URL: <https://onepetro.org/SPEMEOS/proceedings-abstract/17MEOS/4-17MEOS/D041S046R003/194613> (дата обращения: 22.06.2022).

57. Hasanov, A. The determination of reservoir poroelastic properties from oscillating pore pressure method / A. Hasanov, M. Batzle, M. Prasad // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2015. – Society of Exploration Geophysicists, 2015. – pp. 3105-3110.

58. Hasanov, A. K. Reservoir transport and poroelastic properties from oscillating pore pressure experiments / A.K. Hasanov. – Colorado School of Mines, 2014. – 231 p.

59. 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. – V. 35. – pp. 259-264.

60. Holt, R. M. Skempton's A—A Key to Man-Induced Subsurface Pore Pressure Changes / R. M. Holt, A. Bakk, J. F. Stenebråten, A. Bauer, E. Fjær // 52nd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2018.- URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA18/All-ARMA18/ARMA-2018-949/139129> (дата обращения: 22.06.2022).

61. Jaeger, J. C. Fundamentals of rock mechanics / J. C. Jaeger, N.G.W. Cook, R. Zimmerman. – John Wiley & Sons, 2009. – 488 p.
62. Jin, G. Permeability Measurement of Organic-Rich Shale-Comparison of Various Unsteady-State Methods / G.Jin, H. Pérez, A. A. A.Dhamen, S. S. Ali, A. Nair, G. Agrawal, M,R. Khodja, S.R. Hussaini, Z. Z. Jangda, A. Z.Ali. – DOI 10.2118/175105-MS // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2015.- URL: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/15ATCE/2-15ATCE/D021S017R001/180504> (дата обращения: 22.06.2022).
63. Khazanehdari, J. Variation in dynamic elastic shear modulus of sandstone upon fluid saturation and substitution / J. Khazanehdari, J. Sothcott. – DOI 10.1190/1.1567213 // Geophysics. – 2003. – V. 68. – №. 2. – pp. 472-481.
64. King, M. S. Biot dispersion for P-and S-wave velocities in partially and fully saturated sandstones / M.S. King, J. R. Marsden, J.W. Dennis // Geophysical Prospecting. – 2000. – V. 48. – №. 6. – pp. 1075-1089.
65. Kranz, R. L. Hydraulic diffusivity measurements on laboratory rock samples using an oscillating pore pressure method / R. L. Kranz, J.S. Saltzman, J.D. Blacic. DOI 10.1016/0148-9062(90)92709-N // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. – Pergamon, 1990. – V. 27. – №. 5. – pp. 345-352.
66. Kämpel, H. J. Poroelasticity: parameters reviewed / H.J. Kumpel. - DOI 10.1111/j.1365-246X.1991.tb00813.x // Geophysical Journal International. – 1991. – V. 105. – №. 3. – pp. 783-799.
67. Lama, R. D. Handbook on mechanical properties of rocks-testing techniques and results-volume iii. / R. D. Lama, V. S. Vutukuri.– 1978. – V. 3. – №. 2.
68. Li, X. Permeability anisotropy of Shirahama sandstone under true triaxial stresses / X. LI, Z.Wu, M. Takahashi, K. Yasuhara. – DOI 10.2208/jscej.2002.708_1 // Doboku Gakkai Ronbunshu. – 2002. – T. 2002. – №. 708. – pp. 1-11.

69. Ling, K. Comparisons of Biot's Coefficients of Bakken Core Samples Measured by Three Methods / K.Ling, J. He, P. Pei, S. Wang, X. Ni // 50th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2016.- URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA16/All-ARMA16/ARMA-2016-030/124156?redirectedFrom=PDF> (дата обращения: 22.06.2022).

70. Liu, K. Predicting Reservoir Rock Mechanical Properties Directly from Sedimentary Characterisation / K. Liu, B. Wu. – DOI 10.2118/182342-MS // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.- URL: <https://onepetro.org/SPEAPOG/proceedings-abstract/16APOG/All-16APOG/SPE-182342-MS/185384>

(дата обращения: 22.06.2022).

71. Luo, X. Estimation of Biot's effective stress coefficient from well logs / X.Luo // Environmental earth sciences. – 2015. – V. 73. – №. 11. – pp. 7019-7028.

72. Madani, S. A. CFD Simulation of Pore Pressure Oscillation Method for the Measurement of Permeability in Tight Porous-Media / S. A. Madani, M. Mokhtari, A. Seibi // COMSOL Conference in Boston, 2016.- URL: https://www.comsol.it/paper/download/361651/mokhtari_paper.pdf

(дата обращения: 22.06.2022).

73. Makhnenko, R. Y. Anisotropy in the Undrained Pore Pressure Response of Rock / R. Y. Makhnenko, A. Tarokh // 52nd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2018.- URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA18/All-ARMA18/ARMA-2018-1300/124126> (дата обращения: 22.06.2022).

74. Makhnenko, R. Y. Saturation of porous rock and measurement of the B coefficient / R.Y. Makhnenko, J.F. Labuz, // 47th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2013. – URL: <https://rockmechanics.cee.illinois.edu/files/2017/08/Saturation-of->

porous-rock-and-measurement-of-the-B-coefficient-1.pdf (дата обращения: 22.06.2022).

75. Matthews, C. S. Pressure buildup and flow tests in wells / C.S. Matthews. – New York : Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, 1967. – V. 1. – pp. 27.

76. Meng, H. Z. Coupling of production forecasting, fracture geometry requirements and treatment scheduling in the optimum hydraulic fracture design / H. Z. Meng, K.E. Brown. – DOI 10.2118/16435-MS // SPE/DOE Joint Symposium on Low Permeability Reservoirs, 1987. – URL: <https://onepetro.org/SPERMPTC/proceedings-abstract/87LPR/All-87LPR/SPE-16435-MS/67018> (дата обращения: 22.06.2022).

77. Müller, T. M. Skempton coefficient and its relation to the Biot bulk coefficient and micro-inhomogeneity parameter / T. M. Müller, P.N. Sahay. – DOI 10.1190/segam2014-0446.1 // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2014. – Society of Exploration Geophysicists, 2014. – pp. 2905-2909.

78. Muqtadir, A. Effect of Saturating Fluid on the Geomechanical Properties of Low Permeability Scioto Sandstone Rocks / A. Muqtadir, S. M. Elkatatny, M. A. Mahmoud, A. Abdulraheem; A. Goma // 52nd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2018. – URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA18/All-ARMA18/ARMA-2018-1193/124089> (дата обращения: 22.06.2022).

79. Nermoen, A. Measuring the Biot Stress Coefficient and its Implications on the Effective Stress Estimate / A. Nermoen, R. Korsnes, H.F. Christensen, N. Trads, A. Hiorth, M.V. Madland // 47th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2013. – URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA13/All-ARMA13/ARMA-2013-282/120993> (дата обращения: 22.06.2022).

80. Nur, A. An exact effective stress law for elastic deformation of rock with fluids / A. Nur, J.D. Byerlee // Journal of Geophysical Research. – 1971. – V. 76. – №. 26. – pp. 6414-6419.

81. Oldakowski, K. Measurements of Permeability Change in Inter-Bedded Shale at Elevated Temperatures / K. Oldakowski, R. P. Sawatzky. – DOI 10.2118/185004-MS // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2017.– URL: <https://onepetro.org/SPECHOC/proceedings-abstract/17CHOC/2-17CHOC/D021S004R001/194209> (дата обращения: 22.06.2022).

82. Palmer, I. How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: a new model / I. Palmer, J. Mansoori. - DOI 10.2118/36737-MS // SPE annual technical conference and exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 1996.– URL: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/96SPE/All-96SPE/SPE-36737-MS/59035?redirectedFrom=PDF> (дата обращения: 22.06.2022).

83. Pevneva, A. G. On designing a computational experiment system for various engineering interpretations of a global optimization problem / A. G. Pevneva, G. M. Penkov, M.D. Bakiev // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2017. – V. 12. – №. 4. – pp. 1219-1225.

84. 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. – pp. 119-124.

85. Qiao, L. P. Determination of Biot's effective-stress coefficient for permeability of Nikanassin sandstone / L.P. Qiao; R.C.K. Wong; R. Aguilera; A. Kantzas. – DOI 10.2118/150820-PA // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2012. – V. 51. – №. 03.

86. Sahay, P. N. Biot constitutive relation and porosity perturbation equation / P.N. Sahay // Geophysics. – 2013. – V. 78. – №. 5. – pp. L57-L67.

87. Sangnimmuan, A. Development of Efficiently Coupled Fluid-Flow/Geomechanics Model To Predict Stress Evolution in Unconventional Reservoirs With Complex-Fracture Geometry / A. Sangnimmuan, J. Li, K. Wu. – DOI 10.2118/189452-PA // SPE Journal. – 2018. – V. 23. – №. 03. – pp. 640-660.

88. Sato, M. Development of the permeability anisotropy of submarine sedimentary rocks under true triaxial stresses / M. Sato, T. Takemura, M. Takahashi. – DOI 10.1016/j.ijrmms.2018.06.010 // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2018. – V. 108. – pp. 118-127.

89. Skempton, A. W. Effective stress in soils, concrete and rocks / A.W. Skempton. – DOI 10.1680/sposm.02050.0014 // Selected papers on soil mechanics. – 1984. – V. 1032. – №. 3. – pp. 4-16.

90. Skempton, A. W. The pore-pressure coefficients A and B / A.W. Skempton // Geotechnique. – 1954. – V. 4. – №. 4. – pp. 143-147.

91. Standing, M. B. Inflow performance relationships for damaged wells producing by solution-gas drive / M.B. Standing. – DOI 10.2118/3237-PA // Journal of Petroleum Technology. – 1970. – V. 22. – №. 11. – pp. 1,399-1,400.

92. Takahashi, M. Characteristics of hydraulic conductivity along the final fault plane under true triaxial stress: Alzburg, Austria / M. Takahashi // Proceedings of International Symposium of the International Society for Rock Mechanics Regional symposium, European Rock 2004 and 53rd Geomechanics Colloquium. – 2004. – pp. 507-510.

93. Terzaghi, K. The shearing resistance of saturated soils and the angle between the planes of shear / K. Terzaghi // First international conference on soil Mechanics, 1936. – 1936. – V. 1. – pp. 54-59.

94. Terzaghi, K. Theoretical soil mechanics / K. Terzaghi. – Chapman And Hall, Limited.; London, 1951.- 528 p.

95. Vásárhelyi, B., Ván P. Influence of water content on the strength of rock / B. Vásárhelyi, P. Ván // Engineering Geology. – 2006. – V. 84. – №. 1-2. – pp. 70-74.

96. Vogel, J.V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells / J.V. Vogel // Journal of Petroleum Technology. – 1968. – V. 20. – №. 01. – pp. 83-92.

97. Wang, H. F. Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology / H.F. Wang. – Princeton university press, 2000. – V. 2. - 304p.

98. Wiggins, M.L. Analytical Inflow Performance Relationships for Three-Phase Flow in Bounded Reservoirs / M.L. Wiggins, J.E. Russell, J.W. Jennings. – DOI 10.2118/24055-MS // SPE Western Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers. 1992.– URL: <https://onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/92WRM/All-92WRM/SPE-24055-MS/54628?redirectedFrom=PDF> (дата обращения: 22.06.2022).

99. Yu, J. Triaxial test research on mechanical properties and permeability of sandstone with a single joint filled with gypsum / J.Yu, X. Chen, Y. Cai, H. Li // KSCE Journal of Civil Engineering. – 2016. – V. 20. – №. 6. – pp. 2243-2252.

100. Zhao, B. The Effects of Long-Term Waterflooding on the Physical and Mechanical Properties of Tight Sandstones / B. Zhao, G.Zhang, X. Bai, J. Zhuang, Y. Lin, Y. Lv, Y. Nie // 52nd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2018.– URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA18/All-ARMA18/ARMA-2018-409/122463> (дата обращения: 22.06.2022).

101. Zhou, X. A Combined Method to Measure Biot's Coefficient for Rock /X. Zhou, A. Vachaparampil, A. Ghassemi // 49th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2015. – URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA15/All-ARMA15/ARMA-2015-584/65861> (дата обращения: 22.06.2022).

102. Zhou, X. Biot's Effective Stress Coefficient of Mudstone Source Rocks / X. Zhou, A. Ghassemi, S. Riley, Jon Roberts // 51st US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association,

2017. – URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA17/All-ARMA17/ARMA-2017-0235/124216?redirectedFrom=PDF> (дата обращения: 22.06.2022).

103. Zhu, W. Shear-enhanced compaction and permeability reduction: Triaxial extension tests on porous sandstone / W. Zhu, L.G. Montesi, T. Wong // *Mechanics of Materials*. – 1997. – V. 25. – №. 3. – pp. 199-214.

104. Zhu, W. Effects of stress on the anisotropic development of permeability during mechanical compaction of porous sandstones / W. Zhu, L.G.J Montési, T.F. Wong. – DOI 10.1144/GSL.SP.2001.200.01.08 // *Geological Society, London, Special Publications*. – 2002. – V. 200. – №. 1. – pp. 119-136.

105. Zimmerman, R. W. Compressibility of porous rocks / R.W. Zimmerman, W.H. Somerton, M.S. King // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. – 1986. – V. 91. – №. B12. – pp. 12765-12777.

106. Zoback, M. D. Effect of high-pressure deformation on permeability of Ottawa sand / M. D. Zoback, J.D. Byerlee // *AAPG Bulletin*. – 1976. – V. 60. – №. 9. – pp. 1531-1542.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акт внедрения результатов диссертационной работы в учебный процесс

Акт внедрения



о внедрении результатов диссертационного исследования

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационного исследования Пенькова Григория Михайловича «Оценка влияния напряженно-деформированного состояния терригенных пород-коллекторов на эффективность выработки запасов нефти», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по научной специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений в учебный процесс федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».

Разработанный и запатентованный автором «Способ исследования проницаемости по жидкости образцов керна» внедрен в учебный процесс кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и используются при изучении дисциплин «Физика нефтяного и газового пласта», «Физика пласта», читаемых студентам по направлениям подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» и 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии».

В ходе практических и лабораторных занятий студенты осваивают основные методы исследования керна, направленные на изучение физико-механических свойств горной породы. Студенты знакомятся со способом исследования горной породы, который позволяет определить значение абсолютной проницаемости горной породы в начальных пластовых условиях, в напряженных состояниях длительной, кратковременной и остаточной прочности. Также этот способ позволяет определить изменение абсолютной проницаемости горной породы за счет микротрещин, макротрещин и сквозных трещин.

Декан Нефтегазового
факультета, к.т.н., доц.

Д.С. Тананыхин

Заведующий кафедрой
РНГМ, к.т.н., доц.

Д.В. Мардашов

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Справка о результатах внедрения диссертационной работы в производственную деятельность

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ПРИКЛАДНОЙ ИНЖЕНЕРНЫЙ И УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР «САПФИР»

Почтовый адрес: 191014, г. Санкт-Петербург, Лиговский проспект, д. 13-15, лит. А
Юридический адрес: 191014, г. Санкт-Петербург, Лиговский проспект, д. 13-15, лит. А
ОКПО 82262942, ОГРН 1157847024235, ИНН/КПП 7802261673/784201001
Тел.: +7 (812) 386-81-56, E-mail: post@aetc-spb.ru

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ООО «ПИУЦ Сапфир»

И.В. Доровских/
«11» апреля 2022 г.



АКТ (СПРАВКА)

о внедрении результатов
кандидатской диссертации

«Оценка влияния напряженно-деформированного состояния терригенных пород-коллекторов на
эффективность выработки запасов нефти»

Пенькова Григория Михайловича

соискателя ученой степени кандидата технических наук

по научной специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

Комиссия рабочей группы в составе:

Председатель:

И.В. Доровских – кандидат технических наук;

Члены комиссии:

С.В. Гаврилов – кандидат технических наук;

И.В. Швыров – кандидат технических наук;

И.Ю. Николаева - кандидат экономических наук;

составила настоящий акт (справку) о том, что результаты диссертации на тему: «Оценка влияния напряженно-деформированного состояния терригенных пород-коллекторов на эффективность выработки запасов нефти», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, могут быть использованы в научной деятельности ООО «ПИУЦ «Сапфир» при оценке влияния эффективного напряжения и пластических деформаций на проницаемость в терригенных породах-коллекторах в виде:

- новой разработанной методики исследования процесса влияния напряженно-деформированного состояния горного массива на проницаемость терригенной горной породы;
- предложенных рекомендаций при проектировании и контроле процессов разработки нефтяного месторождения.

Использование указанных результатов позволит повысить информативность исследования образцов терригенных пород-коллекторов, а также качество подготавливаемой проектно-технической документации.

Председатель:

Кандидат технических наук



И.В. Доровских

Члены комиссии:

Кандидат технических наук



С.В. Гаврилов

Кандидат технических наук



И.В. Швыров

Кандидат экономических наук



И.Ю. Николаева