ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья *Геология*

Изучение изменения пустотного пространства образцов керна при циклическом нагружении

Б.В.Григорьев[1, 2], **А.Д.Краев**[3], **А.П.Садыкова**[1]✉, **А.А.Мошонкин**[3]

[1] *Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия*

[2] *Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия*

[3] *Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия*

Как цитировать эту статью: Григорьев Б.В., Краев А.Д., Садыкова А.П., Мошонкин А.А. Изучение изменения пустотного пространства образцов керна при циклическом нагружении // Записки Горного института. 2025. Т. 274. № 16494. С. 35-44. EDN HTZPRR

Аннотация

Исследование и анализ недр производятся посредством изучения кернового материала, на основе которого строятся прогнозы, формируются и уточняются модели. Информация о коллекторских свойствах пород, полученная по данным исследования образцов в лабораторных условиях, подвержена системной погрешности, обуславливаемой тремя основными факторами: отбор породы в зоне измененного напряженно-деформированного состояния, вынос породы из термобарических условий естественного залегания и погрешность измерительного оборудования. Изменение естественного напряженно-деформированного состояния горных пород происходит в результате вмешательства в систему пласта и всего массива путем построения скважины, создания репрессии и депрессии. С подъемом керна происходит разгрузка от пластового давления до атмосферного, утрачивается естественное насыщение, изменяются температурные условия. Подобные воздействия оказывают влияние на коллекторские свойства, приемистость породы. Цель исследования – изучить изменения пустотного пространства породы в пластовых условиях при циклическом нагружении. На основе полученных данных строится прогноз регрессии свойств, исключающий внешние воздействия. Описаны результаты экспериментов по многократному нагружению – разгружению водонасыщенных образцов песчаника геостатическим давлением с точным контролем вытесненной и поступившей обратно в поровое пространство воды. Подобным способом фиксируются изменение внутреннего пустотного объема породы и, как следствие, упругие и пластические деформации, величина релаксации упругих деформаций. Рассчитана динамика изменения коэффициентов пористости и сжимаемости от цикла напряженного состояния и определен интервал значений прогнозируемой пористости горной породы в пластовых условиях. Для образцов проницаемого средне-мелкозернистого песчаника установлено, что полученный характер изменения пористости дает прогноз первоначальной пористости в пластовых условиях 20,19±0,61 %. Таким образом, исключение техногенного воздействия на пористость дает значения на 1,42 % выше результатов стандартных лабораторных исследований.

Ключевые слова

горная порода; исследование керна; пористость; эффективное давление; циклическое нагружение; сжимаемость горных пород; напряженное состояние

Финансирование

Работа выполнена в рамках Государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов коллективами молодежных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России, по проекту «Разработка системы контроля, оценки и прогнозирования комплексного состояния компонентов системы «вода – порода – газ – органическое вещество» при эксплуатации месторождений углеводородов» (проект № FEWN-2023-0011).

Поступила: 15.05.2024 ***Принята: 28.01.2025*** ***Онлайн: 30.04.2025*** ***Опубликована: 25.08.2025***

Введение

Построение подземных сооружений, скважин требует детального изучения геодинамических и геомеханических факторов, качество определения которых значительно влияет на экономические показатели освоения недр. На этапе проведения поисково-разведочных работ месторождений нефти и газа используются геофизические методы разведки для определения состава, свойств

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

горных пород и пластовых флюидов [1, 2]. Комплексная интерпретация каротажей требует поиска зависимостей между измеряемыми геофизическими параметрами, литолого-структурными характеристиками пород-коллекторов и их петрофизическими свойствами.

Петрофизические исследования позволяют изучать свойства горных пород, зависимости и характер взаимодействия с пластовыми флюидами. Фундаментальные представления о физических характеристиках пористых сред и изучение их зависимости от различных изменяющихся факторов представлены в работе [3].

В естественных условиях залегания в ходе выполнения поисково-разведочных мероприятий пласт подвергается изменениям напряженно-деформированного состояния, меняется гидродинамический режим. Эти процессы сказываются на эксплуатационных характеристиках пластов-коллекторов [2]. Появление и развитие трещин на микро- и макроуровнях, перемена компоновки зерен, изменение структуры порового пространства связаны с перераспределением напряжений, которое вызвано режимом приложения нагрузки – режимом эксплуатации [2, 4, 5]. Неоднородность строения коллектора усложняет систему и дальнейшие прогнозы ее поведения, это приводит к сопоставлению и переоценке подходов к изучению и применению фильтрационно-емкостных и деформационно-прочностных свойств пород [6, 7].

Проницаемость трещиноватых коллекторов особо подвержена резкому изменению поля напряжений. Испытания, проведенные в нагнетательных и добывающих скважинах, показывают, что проницаемость сильно зависит как от эффективного давления, так и от скорости его изменения [8].

Емкостные свойства породы обуславливаются наличием пустотных пространств: пор, каверн, трещин. Каждый из типов пустотного пространства имеет классификацию по размеру, геометрии, а также характеру взаимной связи и движению флюидов в породе. Подобное разделение описано в работах [9, 10].

Керн, образец горной породы, в лаборатории предоставляет посредством ряда исследований информацию, получить которую другими способами (например, геофизическими исследованиями в скважинах) достоверно пока невозможно. Правильный подход к планированию комплекса исследований может повлиять на качество интерпретируемых данных [11, 12].

В настоящее время опубликовано много работ, в которых представлены разные методы оценки, исследования пористости разных типов коллекторов [5, 13-16]. Современные информационные технологии не обходят эту сферу стороной. Большие накопленные объемы данных и наборы корреляций позволяют посредством машинного обучения – нейронных сетей – производить прогноз петрофизических параметров [17, 18].

Сжимаемость и упругость характеризуют способность горных пород к восстановлению первоначальной формы и объема после внешнего механического воздействия [19, 20]. Показатель объемной упругости определяется коэффициентом сжимаемости, который, в свою очередь, является производной относительного изменения пористости в зависимости от эффективного давления [6]. Сжимаемость и упругость используются для анализа деформационно-прочностных характеристик, что является важным аспектом разработки месторождений углеводородов [20-23].

Многие исследователи вводили связи между сжимаемостью пор, пористостью и другими механическими характеристиками горной породы в виде аналитических корреляций или разрабатывали эмпирические формулы, чтобы оценить сжимаемость путем сравнения модельных расчетов с экспериментальными данными [3, 19, 24].

Существуют разные способы определения объемного сжатия горных пород, вызванного изменениями напряженного состояния, например в [7] приведены интегральный и дифференциальный подходы. Влияние типа пор на сжимаемость при изменении эффективного напряжения приведено в статьях [24, 25]. Прогноз сжимаемости пор с помощью эмпирической зависимости, основанной на суммарном эффективном напряжении и начальной пористости, показан в исследовании [19]. Анализ большого количества испытаний горных пород в работах [6, 19] свел случайную ошибку к минимуму и позволил установить, что максимальный коэффициент сжимаемости наблюдается при низких значениях пористости.

Оценка геологических запасов сопряжена с рядом неопределенностей, одной из которых являются фильтрационно-емкостные свойства. Если оценка выполнена с долей погрешности,

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2025. Т. 274. С. 35-44
© Б.В.Григорьев, А.Д.Краев, А.П.Садыкова, А.А.Мошонкин, 2025

превышающей нормативно установленные лимиты, в итоге ошибка будет сказываться на качестве прогнозирования показателей разработки, что может привести к снижению критически важных экономических показателей. Учет и снижение каждого из возможных факторов снижает вероятность такого исхода. В число факторов входит пористость, исходное значение которой для пластовых условий играет важную роль, так как искажение этого параметра даже на 1 % может привести к ошибке в тысячи тонн.

Для оценки характера изменения пористости и ее последующего прогноза поставлены следующие задачи: на примере типичного представителя терригенного коллектора – песчаника, по составу и свойствам характерного для месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, разработать метод лабораторного определения величин первоначальной пористости и сжимаемости образца горной породы, которыми она обладала до техногенного воздействия; оценить погрешности определения коэффициента пористости, получаемого при стандартных исследованиях, в сравнении с прогнозной величиной пористости породы; соотнести изменения пластических и упругих деформаций породы при циклическом нагружении – разгружении.

Методы

Методология исследования. Изменения напряженно-деформированного состояния горных пород при разработке месторождений непременно сказываются на коллекторских свойствах в призабойной зоне [26, 27]. Следовательно, применение данных образца из такой зоны влияния скажется на точности результатов моделирования, разработки и оценки запасов. В работе процесс влияния изменения давлений в скважине на породу моделируется посредством постепенного роста и последующего снижения действующего на образец давления, при этом воздействие проводится с разбиением, т.е. ступенчато.

Суть эксперимента: образец горной породы располагается в установке при полном насыщении пластовым флюидом естественной минерализации. При созданных пластовых термобарических условиях (ТБУ) исследуется влияние циклов роста и снижения эффективного всестороннего осесимметричного воздействия давления на открытую пористость и сжимаемость. Проведение нагружения производится плавно, с выдерживанием до установления значений

$$P_{эф} = P_{обж} - P_{пор}.$$

Рост и снижение эффективного давления $P_{эф}$ достигается путем изменения обжимного (горного) давления $P_{обж}$ при неизменном поровом (пластовом) $P_{пор}$. Достоверность такого упрощения для песчаников показана в работе [27].

При воздействии в образце породы формируются доли упругой и неупругой деформаций. Последняя влечет смещение кривых нагрузки и разгрузки (рис.1). При повторении подобных нагружений с каждым циклом пластические деформации будут накапливаться до некоторого предельного состояния, в случае высокопористых образцов (18-30 %) происходит уплотнение. Дополнительное деформирование сопровождается появлением новых и развитием старых дефектов, и низкопористые породы (0,36-7,4 %) разрыхляются [14].

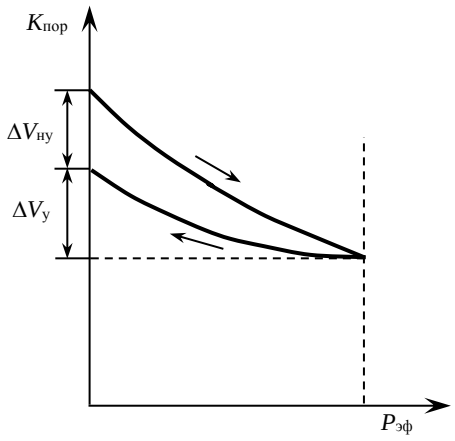


Рис.1. Влияние деформаций при цикле нагрузки на коэффициент открытой пористости породы $K_{пор}$; $\Delta V_{у}$ и $\Delta V_{ну}$ – упругая и неупругая деформации пор в образце

Для создания условий нагрузки и разгрузки при ТБУ используется специализированное технологическое оборудование. Основной принцип работы установки заключается в измерении объема вытесненного флюида из порового пространства горной породы при созданных моделирующих давлениях. Исследуемые образцы обязательно должны быть полностью насыщены флюидом. Установка представляет собой пневмогидравлическую систему из двух ветвей (рис.2), управляемых пневматическими клапанами К1-4. Левая посредством насыщающего флюида формирует

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

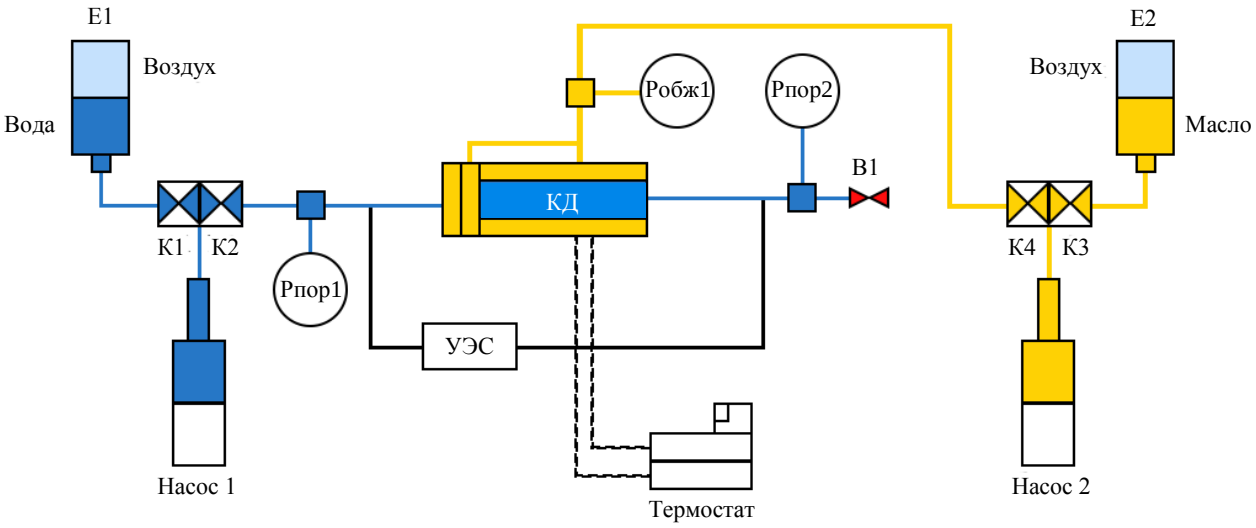


Рис.2. Упрощенная пневмогидравлическая схема установки исследования керна

в образце поровое давление, измеряемое преобразователем Рпор1. Измеритель Рпор2 позволяет определить поровое давление на выходе из образца для замера проницаемости. Правая ветвь оперирует гидравлическим маслом, создавая давление обжима, измеряемое преобразователем давления Робж1. Давление обжима в равной мере оказывает воздействие на боковую поверхность образца породы через резиновую манжету и создает осевую нагрузку посредством гидроцилиндра, расположенного в торце кернодержателя (КД).

Исследование образцов на пористость. Обессоленные сухие образцы дополнительно сушатся до постоянной массы, после этого взвешиваются, получая массу M_1. Штангенциркулем измеряется длина L и диаметр D образца, принимается среднее значение по трем измерениям. Насыщающая жидкость и образцы раздельно вакуумируются, затем порода насыщается методом капиллярной пропитки. Образцы взвешиваются в жидкости насыщения, получая массу M_2, и в воздухе, получая массу M_3.

По полученным данным рассчитываются:

объем образца

$$V_{\text{обр}} = L\frac{\pi D^2}{4}, \tag{1}$$

коэффициент открытой пористости в атмосферных условиях

$$K_{\text{пор}} = \frac{M_3 - M_1}{M_3 - M_2}, \tag{2}$$

объем открытых пор

$$V_{\text{пор}} = V_{\text{обр}} K_{\text{пор}}. \tag{3}$$

Исследование открытой пористости и сжимаемости образцов. Перед помещением образца в установку открытая пористость замеряется при атмосферных условиях описанным методом. Затем керн перемещается в сухой и чистый КД (рис.2). Производится донасыщение породы и исключение воздуха из системы установки: задается давление всестороннего обжима $P_{\text{обж}}$ = 3 МПа для плотного прилегания резиновой манжеты к поверхности образца; на торце образца создается поровое давление $P_{\text{пор}}$ = 1 МПа; противоположная сторона посредством игольчатого крана В1 разгерметизируется и сообщается с атмосферой, таким образом создается перепад давления и производится фильтрация в количестве не менее двух поровых объемов.

По окончании фильтрации задаются давления – поровое $P_{\text{пор}}$, равное пластовому, и начальное обжимное $P_{\text{обж}}$ на 2 МПа выше. На этих значениях достигается стабилизация температуры и электрического сопротивления.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2025. Т. 274. С. 35-44
© Б.В.Григорьев, А.Д.Краев, А.П.Садыкова, А.А.Мошонкин, 2025

Образцы нагружаются ступенчато, от начального обжимного давления, проходя через значение изостатического давления, до давления, равного геостатическому. На первой ступени нагрузки счетчик вытесненного объема жидкости обнуляется. Давление поднимается на следующую ступень. На каждой ступени сжатия образец выдерживается до стабилизации всех параметров: температуры, удельного электрического сопротивления и вытесненного объема жидкости из образца – данные записываются. После достижения пластовых барических условий производится разгрузка образца. Процедура разгрузки происходит при ступенчатом снижении $P_{обж}$. По завершении цикла нагрузки и разгрузки образец извлекается из КД, замеряется его открытая пористость при атмосферных условиях. Затем образец выдерживается в закрытой емкости с насыщающим флюидом для последующей релаксации, занимающей у песчаников не менее двух недель. Далее цикл нагрузки производится повторно.

Материалы. В целях набора статистики и получения области близких значений в рамках одного продуктивного пласта составлен ряд критериев отбора образцов для исследований: принадлежность одному пласту – единые для всей группы ТБУ и литологический состав, близкие глубины выноса (в пределах 5 м), близкие между образцами значения предварительно определенной пористости и проницаемости.

Выбраны образцы пористого мелко-среднезернистого песчаника с углефицированным растительным детритом из скважины одного из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с глубины 2300 м. Свойства отобранных образцов представлены в таблице. Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта изучаемого объекта: пластовое давление – 22,9 МПа; изостатическое давление – 37,8 МПа; горное давление – 58,8 МПа; пластовая температура – 47 °С; минерализация – 272,1 г/дм^3.

Свойства образцов горных пород в атмосферных условиях

Номер образца	Пористость по гелию, %	Проницаемость, мД
75	19,4	842,8
77	19,8	878,7
95	19,1	822,2
Среднее значение	19,4	847,9

Анализ данных. На рис.3 приведена динамика изменения $V_{пор}$ в результате цикла воздействия эффективного давления от 2 до 35,9 МПа. В ходе нагрузки растет эффективное давление, образец сжимается, снижается его поровый объем. Насос поровой линии работает в режиме удержания давления на значении 22,9 МПа. Снижение $V_{пор}$ провоцирует рост давления в поровой линии, что фиксируется датчиками и компенсируется насосом. Объем жидкости, откачанной насосом для компенсации давления, характеризует изменения объема пор $\Delta V_{пор}$. Этот процесс отображен синими точками с 1 по 2 (рис.3), последняя соответствует максимальному эффективному давлению 35,9 МПа. Стрелка 4 указывает рост $\Delta V_{пор}$, который вызван упругими и неупругими деформациями порового пространства. Разница значений между точками 1 и 2 соответствует полному изменению объема пор, равному сумме изменений объемов за счет упругих и неупругих деформаций пор:

$$\Delta V_{полн} = \Delta V_{у} + \Delta V_{ну}.$$

При разгрузке, за счет упругих деформаций $\Delta V_{у}$, порода стремится вернуть свою изначальную форму. Вследствие этого значение $V_{пор}$ увеличивается, а давление в поровой линии снижается.

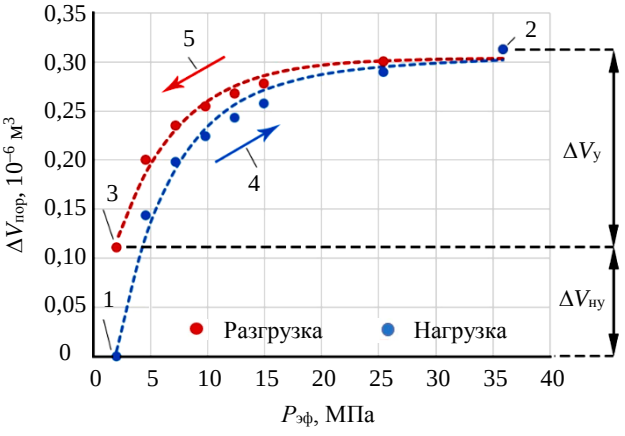


Рис.3. Зависимость вытесненного объема насыщающего флюида от эффективного давления на примере образца 95

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Значения $\Delta V_{пор}$ указаны красными экспериментальными точками, снижение компенсируется насосом по стрелке 5 (рис.3). Ослаблению эффективного давления до значения 2 МПа соответствует точка 3, где доля упругих деформаций объема породы минимальна, но при этом остается неупругое изменение объема $\Delta V_{ну}$, сформированное при нагрузке.

Цветными пунктирными кривыми на рис.3 показано, как, начиная с момента дренажа (точка 1), устанавливается функциональная зависимость. Аппроксимация производится нелинейным методом наименьших квадратов в программном пакете CurveExpert. За модель принимается экспоненциальная функция, наиболее удовлетворяющая условию низкой ошибки для полученного набора данных:

$$y = A(B - e^{(-Cx)}),$$

где A, B, C – числовые коэффициенты аппроксимации.

В последующих вычислениях применяются значения аппроксимирующей функции. По набору данных изменения $V_{пор}$ от $P_{эф}$ на цикле устанавливается изменение коэффициента сжимаемости пор:

$$\beta_{пор} = -\frac{1}{V_{пор}}\left(\frac{\Delta V_{пор}}{\Delta P_{эф}}\right).$$

Изменение коэффициента пористости в барических условиях при изостатическом давлении:

$$K_{пор.бар} = \frac{V_{пор} - \Delta V_{пор}}{V_{обр} - \Delta V_{пор}}.$$

Замер коэффициента пористости после цикла и релаксации образца проводится с применением формул (1)-(3).

Полученные данные аппроксимации позволяют построить график зависимости $K_{пор}$ исследованных образцов в созданных ТБУ от приложенного $P_{эф}$ на каждом цикле.

На рис.4 как пример приведены кривые нагрузки и разгрузки для первого цикла образца 95. В рамках кривых одного цикла видно, что основное изменение объема пор происходит до $P_{эф}$ = 15 МПа, далее кривая становится пологой и параметр мало меняется от давления. Произошедшие пластические деформации наглядно показывают расхождение кривых нагрузки и разгрузки на рис.4. Пористость в образце после цикла при замере в атмосферных условиях уменьшилась на 0,44 % абсолютного значения, притом в ходе самого цикла пористость снизилась на 1,26 %. Подобный анализ справедлив для нагружений и других образцов рассматриваемой литологической группы. Сделанные выводы совпадают с рядом экспериментов, проведенных В.М.Добрыниным [28], А.Т.Карманским [29], В.С.Жуковым [30-32].

Проведение экспериментов с несколькими образцами позволяет получить набор данных, на основе которого получаются средние представительные значения исследуемых параметров для данной группы.

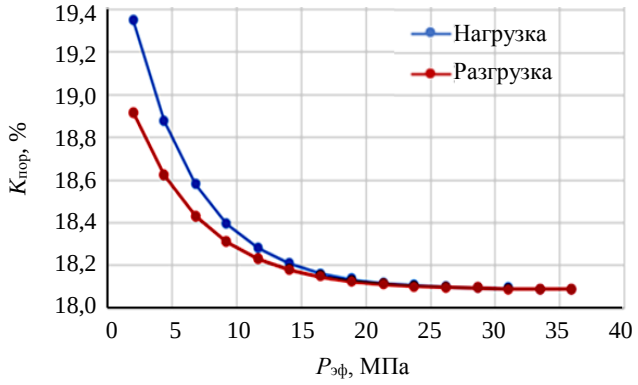


Рис.4. Изменение коэффициента пористости на первом цикле нагрузки образца 95

Обсуждение результатов

На основе усреднения данных образцов строится общий график, характеризующий изменения коэффициента пористости от эффективного давления при воздействии нагрузки/разгрузки на проницаемые песчаники подобной литологии (рис.5).

Кривые изменения пористости на рис.5 с каждым циклом сближаются, наблюдается затухающий характер изменения, что свидетельствует об уплотнении породы. Многочисленные эксперименты по циклическому объемному деформированию горных пород

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2025. Т. 274. С. 35-44
© Б.В.Григорьев, А.Д.Краев, А.П.Садыкова, А.А.Мошонкин, 2025

подтверждают уплотнение высокопористых пород, эффективная пористость которых меняется в пределах 18-30 % [14]. Снижение пористости достигает 1 %, относительное изменение – 5,45 %. Отсутствие смыкания кривых между циклами в левой части рис.5 обусловлено релаксацией образцов между экспериментами – т.е. остаточные после нагружения упругие деформации частично восстанавливают поровый объем в процессе выдерживания образцов в насыщающем флюиде между экспериментами.

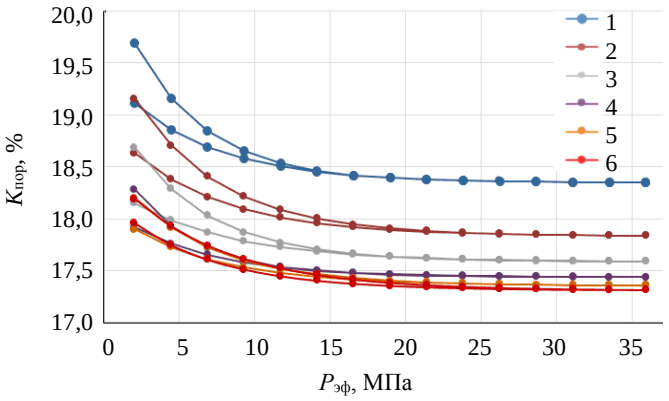


Рис.5. Деградация коэффициента пористости при циклическом режиме нагружения породы

1-6 – номера циклов

Многократное повторение нагрузок все менее и менее подвергает изменениям остаточные деформации. На определенном цикле их накопление становится незаметным, вследствие чего все последующие петли накладываются (рис.5, циклы 5 и 6).

Лабораторное значение пористости соответствует 18,77 %. Оно производится при эффективном давлении в установке, равном разнице пластового и изостатического.

При шести циклах нагрузки каждому эффективному давлению соответствует шесть значений коэффициента пористости. По набору этих данных, с применением программного оборудования, строится прогноз свойств породы, теоретически исключающий техногенное воздействие. Для каждой ступени давления строится график значения коэффициента пористости y от номера цикла x. В соответствии с этим производится аппроксимация:

$$y = AB^x x^C. \quad (4)$$

Полученный набор точек прогноза позволяет построить усредняющую кривую (рис.6). По ней при действующем изостатическом давлении значение пористости составляет 20,19 %. Неопределенность значения для исследуемой группы образцов учитывается интервалом вероятных значений, который строится при учете максимального и минимального значений циклов для каждого из образцов согласно аппроксимации. Для определенной ранее пористости погрешность составляет ±0,61 % (4).

Кривая аппроксимации с высокой степенью достоверности описывается формулой (4). По экспериментальным данным получаются коэффициенты: A = 23,28; B = 1,0021; C = –0,0643.

За счет пластических деформаций, вызывающих расхождение кривых, при снижении давления пористость в образце уменьшается также в атмосферных условиях. Вместе с этим снижается сжимаемость пор и всего образца породы. Результаты аппроксимации первичных данных позволяют исследовать зависимость коэффициентов сжимаемости β, $\beta_{пор}$, $\beta_{тв}$ породы, пор и твердой фазы соответственно.

Сжимаемость твердого скелета, по сравнению со сжимаемостью пор, крайне мала. Это подтверждается В.М.Добрыниным [28], который пришел к выводу, что значение $\beta_{тв}$ для песчаных и карбонатных коллекторов нефти и газа на один-два порядка ниже, чем коэффициент сжимаемости пор. Поэтому при выполнении многих расчетов величина коэффициента сжимаемости твердой фазы с высокой точностью может быть принята постоянной для этого типа коллектора.

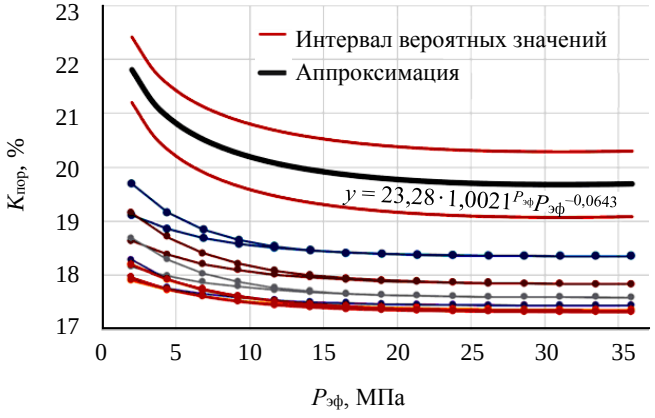


Рис.6. Кривая прогноза первоначальной пористости, основанная на статистике циклического нагружения

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

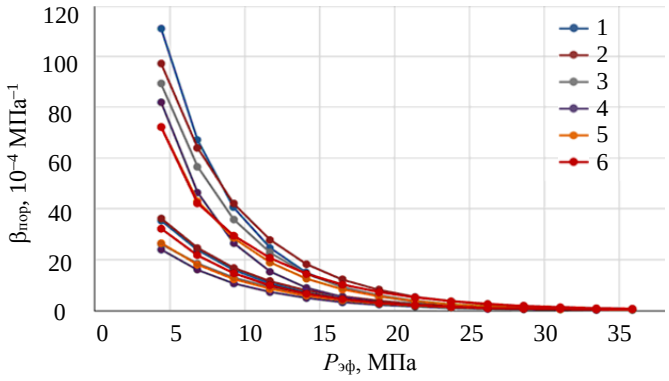


Рис.7. Усредненная по группе образцов деградация сжимаемости порового объема $\beta_{пор}$ от давления $P_{эф}$

1-6 – номера циклов

В результате усреднения данных по группе для каждого цикла получается общий график, характеризующий изменения коэффициента сжимаемости пор от эффективного давления при воздействии нагрузки/разгрузки на проницаемый песчаник (рис.7).

Петли изменения сжимаемости выглядят менее выраженно в правой части, и различие проявляется лишь при низких давлениях. Так, в абсолютном значении максимальное изменение сжимаемости при начальном эффективном давлении равно $74{,}753 \cdot 10^{-4}$ МПа$^{-1}$, что на два порядка выше изменения сжимаемости при максимальном воздействии давлением $0{,}548 \cdot 10^{-4}$ МПа$^{-1}$. В результате шести нагрузок сжимаемость необратимо снизилась (с учетом последующей релаксации) на 34,9 %. Роль упругих деформаций в релаксации образцов после нагружения велика. На примере первого цикла, по сравнению со значениями второго, образец восстановился в сжимаемости порового объема на 87,7 %, тогда сжимаемость порового объема невозвратно изменилась на 12,3 %.

Научная новизна. Исследование характера снижения свойств породы при циклическом воздействии и его последующий прогноз позволяют повысить точность определяемых свойств коллектора по керновым данным. Эти данные могут повысить качество моделирования процессов, протекающих в околоскважинной зоне пласта, и точность оценки запасов, а также предупредить снижение свойств коллектора.

Заключение

Для изучения изменения пустотного пространства образцов керна в пластовых условиях при циклическом осесимметричном нагружении, построения прогноза пористости и оценки характера воздействия на нее была проведена серия экспериментов. В качестве образцов использованы типичные представители терригенной породы-коллектора, по составу и петрофизическим свойствам характерные для месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Разработан метод лабораторного определения характера изменения пористости при воздействии циклических нагрузок, определен характер ухудшения свойств породы. Оценено влияние циклического воздействия, с учетом этого построен прогноз, восстанавливающий значение пористости, соответствующее естественному залеганию породы в пласте. Предложены расчетные выражения и графически представлены результаты эксперимента. Установлена величина разности коэффициента пористости, получаемого при стандартных исследованиях, и полученной прогнозной величины пористости породы. Рассмотрено соотношение и изменение пластических и упругих деформаций пор керна при циклических нагрузках.

С увеличением давления всестороннего сжатия различия между коэффициентами сжимаемости при циклическом уплотнении минимальны. В условиях возрастания нагрузки на породу пористость уменьшается. При многократном повторении нагрузки каждый последующий цикл все менее и менее подвержен накоплению остаточных деформаций, и потому петли гистерезиса сближаются. Порода, уплотненная повторными нагрузками до такого состояния, проявляет только упругие деформации, если не превышать воздействующие давления. Малые значения изменения сжимаемости при пластовых ТБУ, а также высокая погрешность их определения затрудняют ее прогноз. Построенный прогноз пористости показывает, что для выбранной группы породы это значение составляет 20,19±0,61 %, тогда как значения стандартного лабораторного теста дают результат 18,77 %, что меньше на 1,42 %.

Авторы выражают признательность отделу геомеханических исследований горных пород ООО «ТННЦ» за предоставленные материалы и оборудование для проведения исследований.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

ЛИТЕРАТУРА

1. *Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г.* Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: Недра-Бизнесцентр. 2007. 467 с.

2. *Жуков В.С., Семенов Е.О., Кузьмин Ю.О.* Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа // Вести газовой науки. 2018. № 5 (37). С. 82-89.

3. *Авчян Г.М., Матвеенко А.А., Стефанкевич З.Б.* Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях. М.: Недра, 1979. 224 с.

4. *Блинова Е.Ю., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Коваленко К.В.* Учет пространственной неоднородности упругих свойств коллектора при моделировании процессов разработки // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2012. № 1 (5).

5. *Maximov V.M., Mikhailov N.N.* Experimental study of porous media deformations at cyclic load // Poromechanics: Proceedings of the Biot Conference on Poromechanics, 14-16 September 1998, Louvain-la-Neuve, Belgium. Rotterdam: A.A. Balkema, 1998. P. 605-607. DOI: 10.1201/9781003078487-102

6. *Галкин С.В., Кривощеков С.Н., Козырев Н.Д. и др.* Учет геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 408-417. DOI: 10.31897/PMI.2020.4.3

7. *Жуков В.С., Кузьмин Ю.О.* Сопоставление подходов к оценке сжимаемости порового пространства // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 1008-1017. DOI: 10.31897/PMI.2022.97

8. *Zhaoping Meng, Jincai Zhang, Rui Wang.* In-situ stress, pore pressure and stress-dependent permeability in the Southern Qinshui Basin // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2011. Vol. 48. Iss. 1. P. 122-131. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2010.10.003

9. *Кузьмин Ю.О.* Деформационные последствия разработки месторождений нефти и газа // Геофизические процессы и биосфера. 2021. Т. 20. № 4. С. 103-121. DOI: 10.21455/GPB2021.4-7

10. *Sharifi J.* Multi-pore rock physics model: An intelligent approach for carbonate rocks // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 218. № 111002. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.111002

11. *Schön J.H.* Physical properties of rocks. Fundamentals and Principles of Petrophysics. Elsevier, 2015. 512 p.

12. *Кальчева А.В.* Керн – основной источник получения геологической информации // Георесурсы. 2009. № 3 (31). С. 23-26.

13. *Kam Ng, Santamarina J.C.* Mechanical and hydraulic properties of carbonate rock: The critical role of porosity // Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering. 2023. Vol. 15. Iss. 4. P. 814-825. DOI: 10.1016/j.jrmge.2022.07.017

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

15. *Mangione A., Lewis H., Geiger S. et al.* Estimation of pre-dolomitisation porosity and permeability of a nummulitic carbonate reservoir rock using the Multi-Component Architecture Method (MCAM) // Marine and Petroleum Geology. 2021. Vol. 132. № 105196. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2021.105196

16. *Qigui Tan, Lijun You, Yili Kang et al.* Changes in pore structures and porosity-permeability evolution of saline-lacustrine carbonate reservoir triggered by fresh water-rock reaction // Journal of Hydrology. 2020. Vol. 580. № 124375. DOI: 10.1016/j.jhydrol.2019.124375

17. *Kushwaha P.K., Maurya S.P., Rai P., Singh N.P.* Chapter 15 – Prediction of petrophysical parameters using probabilistic neural network technique // Basics of Computational Geophysics. 2021. P. 273-292. DOI: 10.1016/B978-0-12-820513-6.00019-9

18. *Chicheng Xu, Lei Fu, Tao Lin et al.* Machine learning in petrophysics: Advantages and limitations // Artificial Intelligence in Geosciences. 2022. Vol. 3. P. 157-161. DOI: 10.1016/j.aiig.2022.11.004

19. *Fjær E.* Relations between static and dynamic moduli of sedimentary rocks // Geophysical Prospecting. 2019. Vol. 67. Iss. 1. P. 128-139. DOI: 10.1111/1365-2478.12711

20. *Вавилин В.А., Романов Ю.К., Галиев Т.Р., Сулейманов Р.Ф.* Об альтернативном способе определения предела упругости горных пород в условиях, адекватных пластовым // Георесурсы. 2008. № 5 (28). С. 44-48.

21. *Sharifi J., Saberi M.R.* Quantitative Evaluation of Fracture Porosity in a Carbonate Reservoir Using Analytical Method // 83rd EAGE Annual Conference & Exhibition, 6-9 June 2022, Madrid, Spain. European Association of Geoscientists & Engineers, 2022. Vol. 2022. 5 p. DOI: 10.3997/2214-4609.202210135

22. *Жуков В.С., Иванов П.Ю.* Изменение физических свойств коллектора как результат роста эффективного давления в процессе разработки месторождения (моделирование на примере Южно-Киринского месторождения) // Вести газовой науки. 2015. № 4 (24). С. 144-148.

23. *Sharifi J., Saberi M.R., Javaherian A., Moghaddas N.H.* Investigation of static and dynamic bulk moduli in a carbonate field // Exploration Geophysics. 2021. Vol. 52. Iss. 1. P. 16-41. DOI: 10.1080/08123985.2020.1756693

24. *Farahani M., Aghaei H., Saki M., Asadolahpour S.R.* Prediction of pore volume compressibility by a new non-linear equation in carbonate reservoirs // Energy Geoscience. 2022. Vol. 3. Iss. 3. P. 290-299. DOI: 10.1016/j.engeos.2022.04.005

25. *Farahani M., Aghaei H., Masoumi H.* Effect of pore type on porosity, permeability and pore volume compressibility of geological formations due to in-situ stress change // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 218. № 110986. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110986

26. *Виноградов К.Э., Пустошкин Р.В., Родионов С.П.* Особенности учета гистерезиса проницаемости и сжимаемости порового пространства низкопроницаемых коллекторов при гидродинамическом моделировании // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 11 (359). С. 35-38. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-11(359)-35-38

27. *Желтов Ю.П.* Деформации горных пород. М.: Недра, 1966. 198 с.

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

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

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

30. *Жуков В.С.* Оценка изменений физических свойств коллекторов, вызванных разработкой месторождений нефти и газа // Горный информационно-аналитический бюллетень 2010. № 6. С. 341-349.

31. *Жуков В.С.* Лабораторное моделирование снижения пластового давления при разработке месторождений нефти и газа // Бурение и нефть. 2006. № 1. С. 8-9.

32. *Жуков В.С., Моторыгин В.В., Пименов Ю.Г., Абросимов А.А.* Изменения структуры порового пространства коллекторов талахского горизонта при переходе от атмосферных условий к пластовым // Вести газовой науки. 2017. № 2 (30). С. 83-92.

***Авторы*: Борис Владимирович Григорьев,** *канд. техн. наук, доцент, заведующий кафедрой, https://orcid.org/0000-0002-2757-1386* (*Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия; Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия*), **Артем Дмитриевич Краев,** *специалист, https://orcid.org/0009-0007-5567-3869* (*Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия*), **Анастасия Петровна Садыкова,** *аспирант, a.p.sadykova@utmn.ru, https://orcid.org/0000-0002-1679-7793* (*Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия*), **Алексей Анатольевич Мошонкин,** *главный специалист, https://orcid.org/0009-0009-5492-9222* (*Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0