

ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья
УДК 622.276.031:532.529.5
EDN: UQRNJX

Полуэмпирический метод описания динамики пористости при нагрузке и разгрузке

В.А. Иктисанов ✉, М.С. Бернатов, А.А. Файнберг

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, 199106,
Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21-я линия, д. 2

Аннотация. *Актуальность.* Широко известно, что при приложении нагрузки любые тела, в том числе и коллекторы, содержащие углеводороды, деформируются не мгновенно, а с запаздыванием. Аналогичные процессы происходят при релаксации напряжений. Вместе с тем, в уравнениях неустановившейся фильтрации жидкости и в программных продуктах зависимость пористости от времени, как правило, не учитывается. Данный фактор может оказать значимое влияние при определении расстояния до границ пласта по результатам гидродинамических исследований. *Цель работы.* Изучение изменения пористости во времени для последующего учета влияния этого фактора на вид кривой восстановления давления. Задача решалась для более точной, чем линейная, логарифмической зависимости пористости от давления. *Материалы и методы.* Для решения задачи выполнены петрофизические исследования керна терригенных отложений на установке всестороннего сжатия. Особенностью исследований было получение зависимости пористости во времени при приложении нагрузки и последующем ее снятии. *Результаты.* Для описания результатов первоначально использовалось известное решение уравнения Кельвина, но оно не привело к высокой точности. Задача была решена только при использовании в этом уравнении времени запаздывания как функции от давления. Аналогом послужили ранние реологические исследования гелей полиакриламида во времени, по результатам которых было обнаружено, что параметр, обратный времени Кельвина, хорошо описывается экспоненциальной зависимостью от напряжения. Это позволило описать полученные зависимости пористости от времени при нагрузке и разгрузке с высокой степенью точности за счет одновременного учета запаздывания деформации и релаксации давления. *Заключение.* Для описания кривых пористости от времени предложен простой полуэмпирический метод, заключающийся в использовании переменного времени запаздывания, зависящего от релаксации давления. Данный подход обеспечил высокую точность описания полученных кривых.

Ключевые слова: пористость, керн, реологические уравнения, время запаздывания деформации, время релаксации

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

✉ Иктисанов Валерий Асхатович, iktisanov_va@pers.spmi.ru

© Иктисанов В.А., Бернатов М.С., Файнберг А.А., 2026



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Благодарности: авторы выражают благодарность Т.А. Пантелеевой, ведущему инженеру лаборатории термодинамических, газохимических и энергетических процессов нефтегазовых производств за помощь в организации исследований на томографе.

Для цитирования: Иктисанов В.А., Бернатов М.С., Файнберг А.А. Полуэмпирический метод описания динамики пористости при нагрузке и разгрузке // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17, № 1. С. 59–75. EDN: UQRNIX

Введение

Широко известно, что при приложении нагрузки любые тела деформируются не мгновенно, а с запаздыванием. Впервые это явление для твердого тела описали Кельвин и Фойгт при помощи следующего дифференциального уравнения [1]:

$$\tau = \mu \dot{\gamma} + E\gamma, \quad (1)$$

где τ – напряжение;

γ – деформация или сдвиг;

μ – вязкость;

E – модуль упругости.

Для постоянной нагрузки решение уравнения (1) сводится к экспоненциальной зависимости изменения сдвига с течением времени. Причиной запаздывания сдвига являются силы вязкого трения, которые препятствуют деформации. Физическая суть вязкого трения, как для жидко-, так и для твердообразных тел, обусловлена перемещением или переупаковкой атомов, молекул или составных частиц рассматриваемой среды. Классическим примером реальных сред, описываемых моделью тела Кельвина, являются горные породы, насыщенные жидкостью, например, пески, песчаники, глины. С течением времени сдвиг стремится к закону Гука:

$$\gamma \rightarrow \tau/E.$$

К сожалению, в уравнениях неустановившейся фильтрации жидкости и в программных продуктах их реализации зависимость пористости от времени, как правило, не учитывается¹ [2, 3]. Более того, несмотря на нелинейный характер зависимости пористости от давления, о чем указывали авторы работы [4], сама зависимость обычно принимается линейной¹. Безусловно, это упрощение позволяет получить линейное уравнение пьезопроводности, которым удобно пользоваться при решении ряда задач с использованием метода суперпозиций по времени и по пространству. Однако в ряде случаев, таких как оценка начальных запасов при исследовании разведочных скважин, определение расстояния до границ пласта и др., желательно иметь более точные расчеты [4], так как в противном случае ошибка в задании функции пористости может привести к значительным экономическим потерям. В частности, неправильно оцененный объем залежи приведет к завышению или к занижению требуемого числа скважин, стоимость которых исчисляется десятками и сотнями миллионов рублей.

¹ Allain O., Tauzin E. Dynamic Flow Analysis. Paris: Kappa Engineering, 2018. 736 p.

Ранее [4] нами было предложено использование логарифмической зависимости пористости от давления:

$$m - m_0 = a \ln \left(\frac{P}{P_0} \right), \quad (2)$$

где m_0 – начальная пористость при начальном давлении P_0 ;

m – пористость при давлении P ;

a – безразмерный коэффициент.

Данный тип зависимости, обнаруженный еще К. Терцаги² почти 100 лет назад, подтвержден нашими многократными исследованиями [4] и исследованиями других авторов [5, 6]. Дифференцирование данной зависимости приводит к тому, что коэффициент сжимаемости пласта обратно пропорционален давлению и соответственно значительно изменяется:

$$\beta = \frac{\partial m}{\partial P} = \frac{a}{P}. \quad (3)$$

Заметим, что схожий тип зависимости был предложен В.М. Добрыниным [3] в 1970 г. для карбонатных коллекторов трещинного типа. Но наши исследования показывают, что этот тип зависимости справедлив как для карбонатных, так и для терригенных коллекторов [4], а также для нефти, при давлении выше давления насыщения, согласно М. Vasquez, Н.Д. Beggs [7]. Исключение составляет только коэффициент сжимаемости для воды, который можно описать линейной функцией или принять константой ввиду слабой изменчивости.

² Терцаги К. Строительная механика грунта на основе его физических свойств / Пер. с нем. А.А. Черкасова, П.С. Рубана, П.П. Смиреникина; под ред. и с прим. проф. Н.М. Герсеванова. М.; Л.: Госстройиздат, 1933. 392 с.

Наличие зависимости (3) значительно усложняет решение уравнения пьезопроводности, которое становится нелинейным:

$$\frac{\partial P}{\partial t} \frac{\mu \alpha}{k(P+P_0)} = \nabla^2 P, \quad (4)$$

где t – время;

k – проницаемость;

μ – вязкость;

a – безразмерный коэффициент.

Предложенный алгоритм решения уравнения (4) в преобразовании Лапласа показал существенное изменение кривых восстановления давления (КВД) и кривых откачки в сравнении с уравнением пьезопроводности, в котором использовалась линейная зависимость пористости от давления [4]. Все это подтверждает необходимость использования более точной зависимости (2) для решения задач по определению границ пласта. Кроме того, как отмечалось, при изменении давления горные породы, в том числе и коллекторы, деформируются не мгновенно, а с запаздыванием.

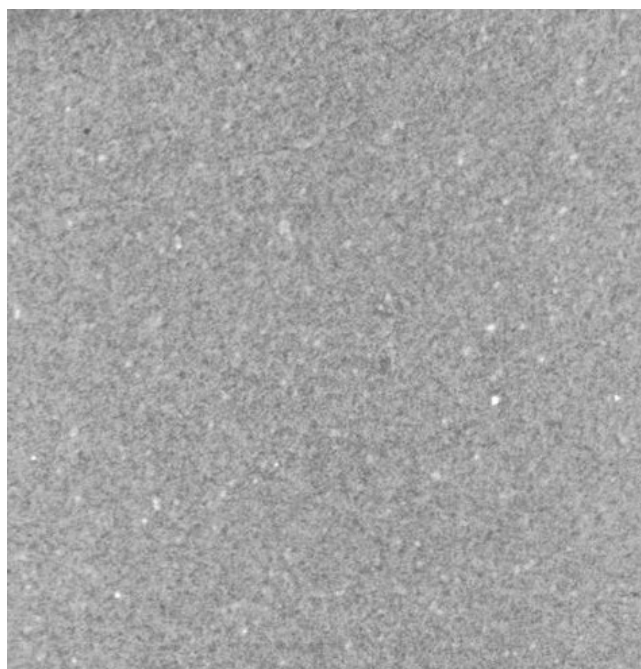
В связи с этим целью данной работы являлось: изучение изменения пористости во времени для последующего учета влияния этого фактора на вид КВД и кривых откачек. Задача решалась для логарифмической зависимости пористости от давления.

Материалы и методы

Для решения поставленной задачи использовались три терригенных образца порового типа коллектора с трех месторождений Западной Сибири. Фильтрационно-емкостные параметры образцов представлены в табл. 1, на рис. 1 – снимок разреза образца № 28635, полученный при томографии.

Табл. 1. Основные параметры исследуемых образцов**Table 1.** The main parameters of the studied samples

Номер образца	Длина, мм	Диаметр, мм	Пористость при 500 psi, %	Проницаемость при 500 psi, мкм ²
26909	30,0	29,6	19,3	0,084
28635	34,0	30,3	22,4	0,057
16-2	62,6	30,1	18,4	0,073

**Рис. 1.** Срез образца керна № 28635 при томографии**Fig. 1.** Tomography slice of the core sample No. 28635

Проведение экспериментов состояло из трех этапов.

1. Первоначально образцы керна экстрагировались и обессоливались на аппарате проточной очистки FTCC-100 (Франция), представленном на рис. 2. Экстрагирование осуществлялось с помощью фильтрации бензола в течение двух суток до прозрачного состояния жидкости в мензурке. После этого фильтровалась дистиллированная вода для удаления солей из образца. Затем образцы горных пород высушивались в печи 8 ч при температуре 120 °С.

2. На втором этапе определялись геометрические размеры образцов с точно-

стью до сотых миллиметра и пористость на установке «Пик-ПП» (Российская Федерация). Внешний вид установки представлен на рис. 3. Выбор газометрического метода прежде всего обусловлен совокупностью преимуществ по сравнению с имеющимися лабораторными методами определения пористости: И.А. Преображенского, гравиметрическим, рентгеновской компьютерной томографией, ртутной порометрией. В этом случае достигается высокая точность определения пористости от давления, воспроизводимость результатов, оперативность и технологичность, неразрушающий характер горной породы.



Рис. 2. Внешний вид аппарата для проточной очистки образцов ядра FTCC-100

Fig. 2. External view of the FTCC-100 flow-through core sample cleaning apparatus



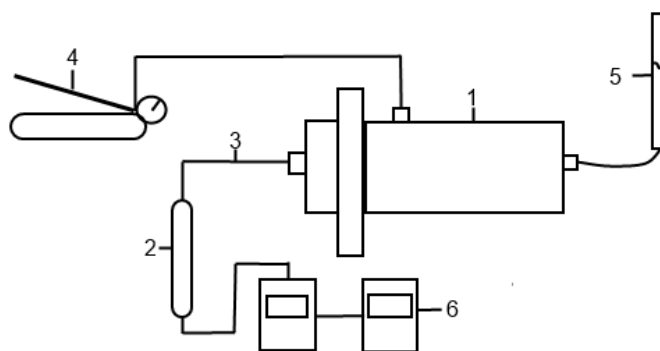
Рис. 3. Внешний вид установки «Пик-ПП»

Fig. 3. External view of the PIK-PP setup

Принцип действия установки основан на использовании закона Бойля – Мариотта для газа: Измерение открытой пористости проводилось при горном давлении равном 500 psi.

3. Далее собственно определялась пористость при приложении к образцу постоянного горного давления (нагрузка) и снятии этого давления (разгрузка). При этом внутривыводное давление поддерживалось постоянным и равным 200 psi.

Установка «Пик-ПП» позволяет измерить пористость только при начальном и конечном давлениях, что делает невозможным ее использование для измерения пористости от времени. Поэтому для решения поставленной задачи применялась фильтрационная установка RPS-812 (США), упрощенная схема которой представлена на рис. 4.



- 1 – кернодержатель
- 2 – рабочая емкость для дистиллированной воды
- 3 – емкость системы подачи жидкости
- 4 – насос для создания давления
- 5 – градуированная пипетка
- 6 – насосы для прокачки жидкости

Рис. 4. Упрощенная схема установки RPS-812

Fig. 4. Simplified diagram of the RPS-812 setup

Предварительно образцы помещались в эксикатор, заливались дистиллированной водой и вакуумировались в течение 30 мин для удаления газа. Дистиллированная вода для фильтрации также подвергалась вакуумированию. Далее образец помещался в кернодержатель, давление гидрообжима образца манжетой увеличивалось до 100 psi, задавался некоторый расход жидкости на насосе и выполнялась прокачка дистиллированной воды через образец в течение 20 мин. Данная операция была необходима для удаления возможных остатков газа в системе.

После предварительных приготовлений выполнялись сами исследования, суть которых заключалась в определении изменения объема пор при увеличении и последующем снижении давления гидрообжима кернодержателя, имитирующего всестороннее горное давление. Для этого увеличивалось давление при помощи ручного насоса и фиксировалось на видеокамеру изменение уровня жидкости в пипетке. Исследование прекращалось при постоянстве показаний пипетки в течение часа. После процесса нагружения образца выполнялась разгрузка, для чего стравливалось давление до 100 psi, и вновь фиксировались показания мерной пипетки.

Пористость для каждого деления пипетки определялась по формуле:

$$m = \frac{V_{п} - \Delta V_{пi}}{V_{обр} - \Delta V_{обр.i}}$$

где $V_{п}$ – объем открытых пор образца при внутрипоровом давлении 200 psi;
 $V_{обр}$ – объем образца;
 $\Delta V_{пi}$ – изменение порового объема образца на каждом делении пипетки;
 $\Delta V_{обр.i}$ – изменение объема образца.

Результаты и обсуждение

Полученные в результате проведенных экспериментов зависимости пористости от времени при нагрузке образца представлены на рис. 5. Дополнительно к пористости показано изменение давления с течением времени, которое стремится к постоянной величине при большом времени эксперимента.

Первоначально была предпринята попытка описания изменения пористости от времени при помощи уравнения (2) с добавлением экспоненты, как это присутствует в решении для реологической модели Кельвина [8]:

$$\Delta m = a \ln \frac{P_f}{P_0} (1 - e^{-t/T_k}), \quad (5)$$

где P_0 – начальное давление;

P_f – конечное давление;

a – коэффициент зависимости (2);

$T_k = \mu/E$ – время запаздывания деформации по Кельвину.

В данном случае аналогом сдвига было изменение пористости, аналогом τ/E являлся логарифм отношения давлений $a \ln \frac{P_f}{P_0}$. Однако, несмотря на довольно высокий R^2 , характерные особенности зависимости пористости от времени при помощи модели, схожей с решением для модели Кельвина, не достигались. Аналогичная тенденция замечена и при исследованиях других образцов керна.

Принципиальная причина этого отличия, на наш взгляд, заключается в том, что не только пористость, но и давление не мгновенно, а постепенно изменяется с течением времени. В этом и состоит недостаток использования по отдельности классических моделей Кельвина и Максвелла, которые подчеркивают только одну из характерных особенностей реологического поведения.

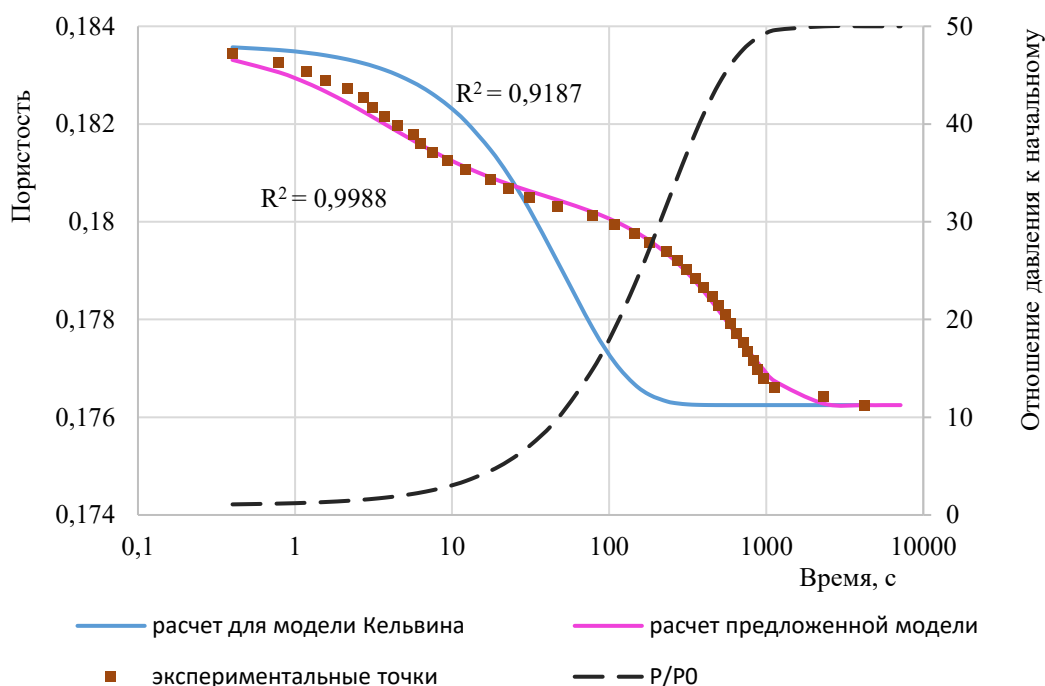


Рис. 5. Графики зависимости пористости от времени для образца 16-2 при нагрузке (для модели Кельвина $T = 50,9$ с, $a = 0,00189$; для предлагаемой модели $T_M = 236$ с, $T = 8,45$ с, $a = 0,00189$)

Fig. 5. Graphs of porosity vs. time for the sample 16-2 under load (for the Kelvin model $T = 50.9$ s, $a = 0.00189$; for the proposed model $T_M = 236$ s, $T = 8.45$ s, $a = 0.00189$)

Труды Ю.М. Молоковича и соавторов по релаксационной фильтрации [9, 10] также показывают, что необходим одновременный учет запаздывания скорости (деформации) и давления. Об этом свидетельствует выведенное авторами уравнение для элементарного объема жидкости в пласте, где используются два времени – релаксация напряжения T_p и запаздывание деформации T_m :

$$\begin{aligned}
 m\rho - m_0\rho_0 + T_m \frac{\partial}{\partial t} (m\rho - m_0\rho_0) = \\
 = \rho_0\beta \left(P + T_p \frac{\partial P}{\partial t} \right)
 \end{aligned}
 \tag{6}$$

где

$$P = P(t) - P_0;$$

ρ – плотность жидкости;
 β – коэффициент сжимаемости элементарного объема.

Уравнение (6) в отличие от других работ в этом направлении учитывает зависимость пористости от времени. При этом в нем используется традиционная линейная зависимость пористости от давления. Кроме того отметим, что данное уравнение схоже с реологическим уравнением:

$$a_1\gamma + a_2 \dot{\gamma} = a_3\tau + a_4 \frac{d\tau}{dt}, \tag{7}$$

где a_i – некоторые коэффициенты, имеющие физический смысл.

Это реологическое уравнение впервые приведено Хоэнмезером и Прагером, а впоследствии Ю.П. Желтовым, Олройдом, Джеффрисом, Бюргерсом, а также Шофильдом и Скот-Блэром [10]. Однако наличие производных и функций для сдвига и для напряжения в уравнении (7) приводит к тому, что его решение возможно только в частных случаях. При постоянной нагрузке, когда производная напряжения равна нулю, по сути получается известное решение уравнения Кельвина, при постоянной деформации – решение уравнения Максвелла для вязкоупругой жидкости. Для того, чтобы одновременно учесть задержку деформации и релаксацию напряжений, а также учесть другие характерные особенности вязкоупругих систем ранее нами было предложено совместное численное решение системы уравнений Кельвина и Максвелла [10]. В этом случае строятся кривая деформации и кривая напряжения во времени и достигается высокая точность описания результатов реологических исследований. При этом коэффициенты моделей Кельвина и Максвелла (вязкости и упругости, либо времена задержки и релаксации) имеют физический смысл, что выгодно отличает данный подход, например, от моделей с дробным дифференцированием [11].

Поэтому первоначально планировалось использовать этот метод для описания зависимости пористости от времени, учитывая, что изменение пористости связано с изменением сдвига, а напряжение – с эффективным давлением. Однако численное решение рассматриваемой системы уравнений не привело к повышению точности в сравнении с уравнением (5). Наилучшее совпадение достигалось только при времени релаксации $T_M \rightarrow 0$, т. е. данный параметр не улучшал точность описания. В связи с этим был принят иной подход, который привел к высокой точности описания.

В его основу положены наши исследования по изучению реологических свойств гелей полиакриламида. Обнаружено, что параметр, обратный времени Кельвина, имеет высокий коэффициент корреляции от напряжения при описании экспоненциальной зависимостью (рис. 6). Учитывая, что вязкоупругие свойства присущи самым разнообразным жидко- и твердообразным системам, полученный результат можно распространить применительно к рассматриваемой пористой среде. Поэтому далее осуществлена попытка представить время запаздывания деформации T_K в уравнении (5) функцией давления. Для этого подобрана экспоненциальная функция, которая описывает изменение безразмерного давления во времени от 1 до P_f/P_0 :

$$\frac{P}{P_0} = \frac{P_f}{P_0} (1 - e^{-t/T_M}) + e^{-t/T_M}, \quad (8)$$

где T_M – время релаксации напряжений по модели Максвелла;

P_0 – начальное давление;

P_f – конечное давление.

Для того чтобы перейти от безразмерного давления в уравнении (6) ко времени введен коэффициент пропорциональности, имеющий размерность времени T :

$$T_K = T \frac{P}{P_0}. \quad (9)$$

В результате, при подстановке уравнений (8) и (9) в уравнение (5) удалось достичь высокой степени точности описания экспериментальных значений пористости во времени для различного образцов керн (см. рис. 5, рис. 7 и 8), что свидетельствует о решении поставленной задачи. Основные результаты исследований при нагружении образцов керн представлены в табл. 2.

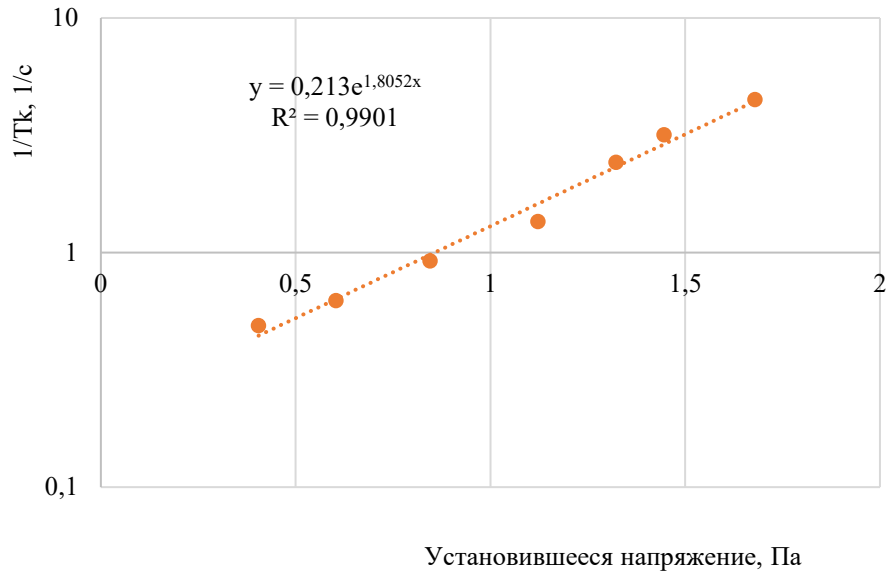


Рис. 6. График корреляционной зависимости параметра, обратного времени Кельвина, от установившегося напряжения при исследовании геля полиакриламида на ротационном вискозиметре

Fig. 6. Graph of the correlation dependence of the reciprocal Kelvin time parameter on the steady-state stress during the study of polyacrylamide gel on a rotational viscometer

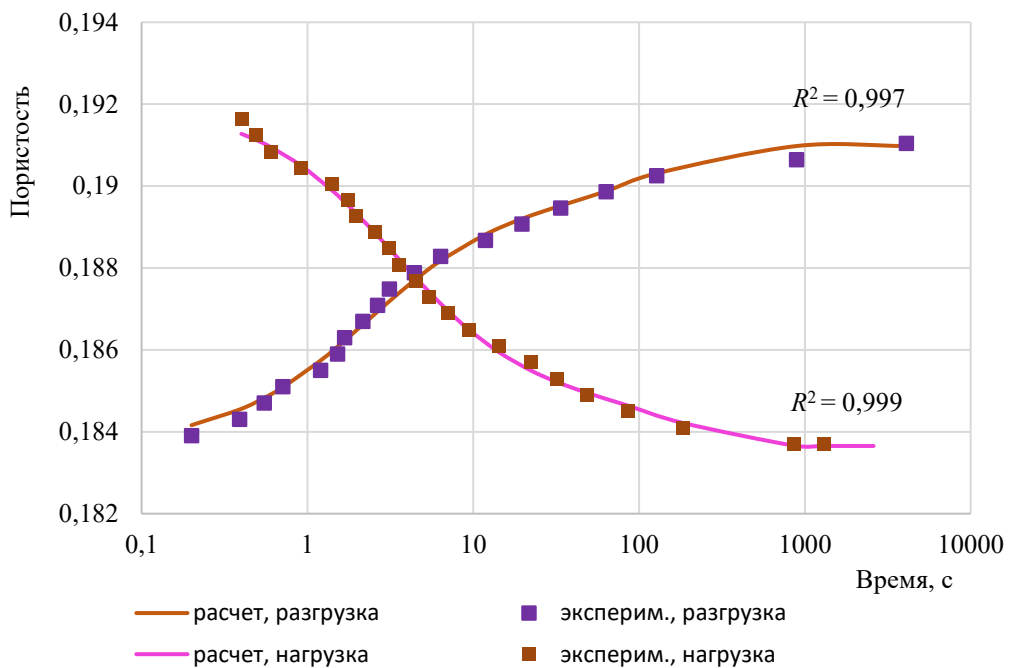


Рис. 7. Графики зависимости пористости от времени для образца 26909 при нагрузке ($T_M = 239$ с, $T = 4,11$ с, $a = 0,00246$) и разгрузке ($T_M = 142$ с, $T = 2,93$ с, $a = 0,00214$)

Fig. 7. Graphs of porosity vs. time for the sample 26909 under loading ($T_M = 239$ s, $T = 4.11$ s, $a = 0.00246$) and unloading ($T_M = 142$ s, $T = 2.93$ s, $a = 0.00214$)

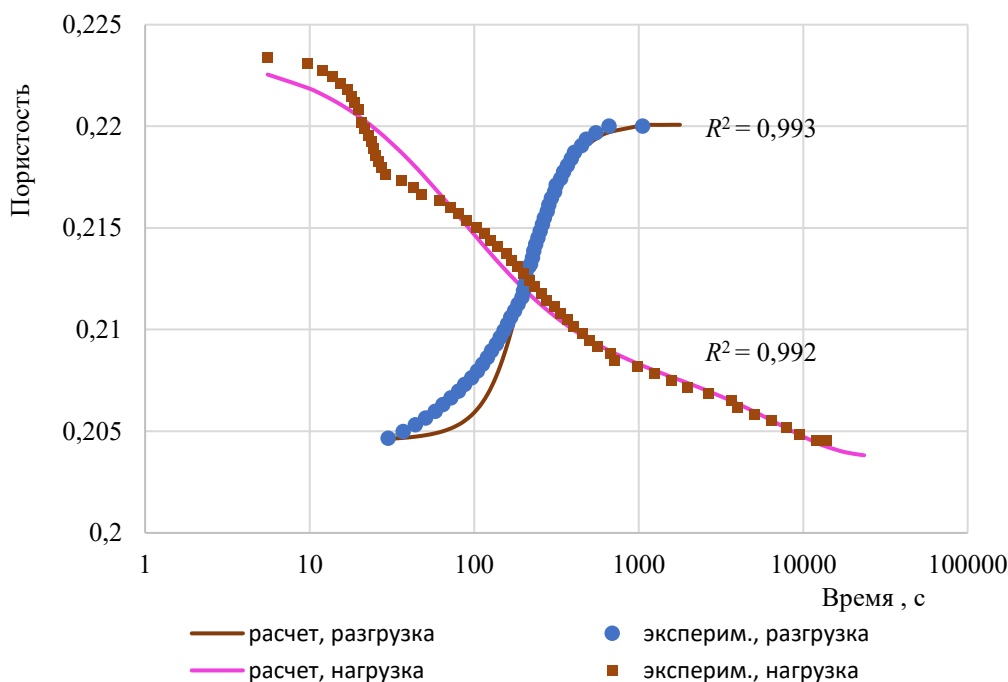


Рис. 8. Графики зависимости пористости от времени для образца 28635 при нагрузке ($T_M = 6800$ с, $T = 108$ с, $a = 0,0054$) и разгрузке ($T_M = 49$ с, $T = 176$ с, $a = 0,0042$)

Fig. 8. Graphs of porosity vs. time for the sample 28635 under loading ($T_M = 6800$ s, $T = 108$ s, $a = 0.0054$) and unloading ($T_M = 49$ s, $T = 176$ s, $a = 0.0042$)

Табл. 2. Результаты исследований для нагружения образцов керн ($P_0 = 200$ psi)

Table 2. Research results for core sample loading ($P_0 = 200$ psi)

Номер образца	T_M , с	T , с	$T_K \text{ max}$, с	P_f/P_0	a
28635	6800	108	3761	40	0,00540
26909	239	4,11	123	30	0,00246
16-2	236	8,45	422	50	0,00189

Согласно уравнению (9) время запаздывания T_K не является константой, а зависит от P_f/P_0 , T_M , T и времени воздействия. При нагружении образца 26909 (см. рис. 7) время T_K изменяется от 4,11 до 123 с, при этом время релаксации напряжений T_M больше этого диапазона и равно 239 с. Аналогичная тенденция характерна при нагружения образца 28635 (см. рис. 8), время T_K изменяется от 108 до 3761 с, время релаксации напряжений $T_M = 6800$ с. При исследовании гелей полиакриламида также соблюдалось

неравенство $T_K < T_M$, которое свидетельствует, что перераспределение напряжения идет с меньшей скоростью, чем изменение деформации [8]. Для образца 16-2 была характерна обратная тенденция, т. е. $T_K > T_M$.

Для образца 26909 (см. рис. 7) параметры T_M и T относительно сопоставимы при нагрузке и разгрузке. Для образца 28635 (см. рис. 8) отмечается значительный разброс T_M при нагрузке и разгрузке образца, при этом параметр T изменялся относительно слабо.

Как известно, отличия начальной пористости при нагрузке и конечной пористости при разгрузке характеризуют проявление необратимой деформации. Данный факт часто являлся предметом различных споров о том, стоит ли учитывать в расчетах необратимую деформацию или ею можно пренебречь [12–14]. Результаты данных исследований показывают, что даже для хорошо отсортированного песчаника с малым содержанием пелитоморфных фракций доля необратимых деформаций в общей деформации довольно высока и составляет 19 % для образца 28635 и 10 % для образца 26909. Однако более подробно данная тема в статье не рассматривается.

Пробные расчеты показали, что при помощи данного метода, т. е. с использованием переменного времени запаздывания деформации, зависящего от времени релаксации давления, возможно описание реологического поведения не только керн, но и гелей полиакриламида при разгрузке, что свидетельствует о том, что предлагаемый подход является более общим.

Проблемы описания возникали иногда для начальных участков пористости, когда происходило не мгновенное, а постепенное наложение нагрузки из-за технологической особенности ручного насоса [15]. Частично эта проблема была решена заменой ручного насоса на настольный двухцилиндровый насос ВТДР (Франция), при помощи которого давление увеличивалось гораздо быстрее.

Заметим, что аналитическое уравнение (5) можно переписать в более общем, дифференциальном виде, которое соответствует уравнению, близкому по смыслу реологическому уравнению Кельвина:

$$a \ln \frac{P_f}{P_0} = m - m_0 + T_K \frac{dm}{dt}, \quad (10)$$

Параметр T_K задается как функция из уравнений (8) и (9). Использование дифференциального уравнения (10) с учетом уравнений (8) и (9) привело к некоторому отличию коэффициентов в сравнении с решением обратной задачи для аналитического уравнения (5) с учетом уравнений (8) и (9).

Оценочные гидродинамические расчеты

Для учета влияния запаздывания изменения пористости во времени на вид КВД было выполнено моделирование, в основе которого использовалось решение в преобразовании Лапласа для функции (3). Вывод уравнений и результаты расчетов представлены в работе [4]. Основные текущие изменения алгоритма в сравнении с предыдущим касались замены параметра a на $a(1 - e^{-t/T_k})$.

Отличительная особенность данного подхода от петрофизических исследований состояла в исключении задания параметра P/P_0 согласно уравнению (8). Причина этого заключается в том, что при снятии или моделировании КВД давление изменяется по иному закону. В связи с этим в уравнении (9) в качестве текущего давления использовалось давление, рассчитанное для КВД или кривой давления при откачке на конкретный момент времени. Задача изначально является неопределенной, так как давление влияет на пористость, а пористость в свою очередь – на давление. Однако эта неопределенность решалась с некоторой долей приближения путем задания давления на предыдущем временном шаге при решении уравнения для пористости.

Учет изучаемого фактора привел к отличию давлений и логарифмических производных для традиционного решения при $\beta = \text{const}$ и с учетом $\beta = a(1 - e^{-tP_0/(TP)})/P$ (рис. 9). В частности, для решения с учетом $\beta = f(a, P, T)$ наблюдается увеличение максимума производной давления в сравнении с решением, где $\beta = \text{const}$, что может быть ошибочно воспринято за бóльший скин-эффект. При увеличении времени исследования, как и ожидалось,

производные давления по обоим вариантам становятся близки друг к другу. Переводной коэффициент T в уравнении (9) оказывал влияние на изменение давления и производную только при больших значениях (более 1000 с), что не наблюдалось при петрофизических исследованиях. В целом необходимо более подробное изучение влияния отмеченных факторов на кривые давления и производной при остановке скважины и ее запуске, чему следует посвятить отдельную публикацию.

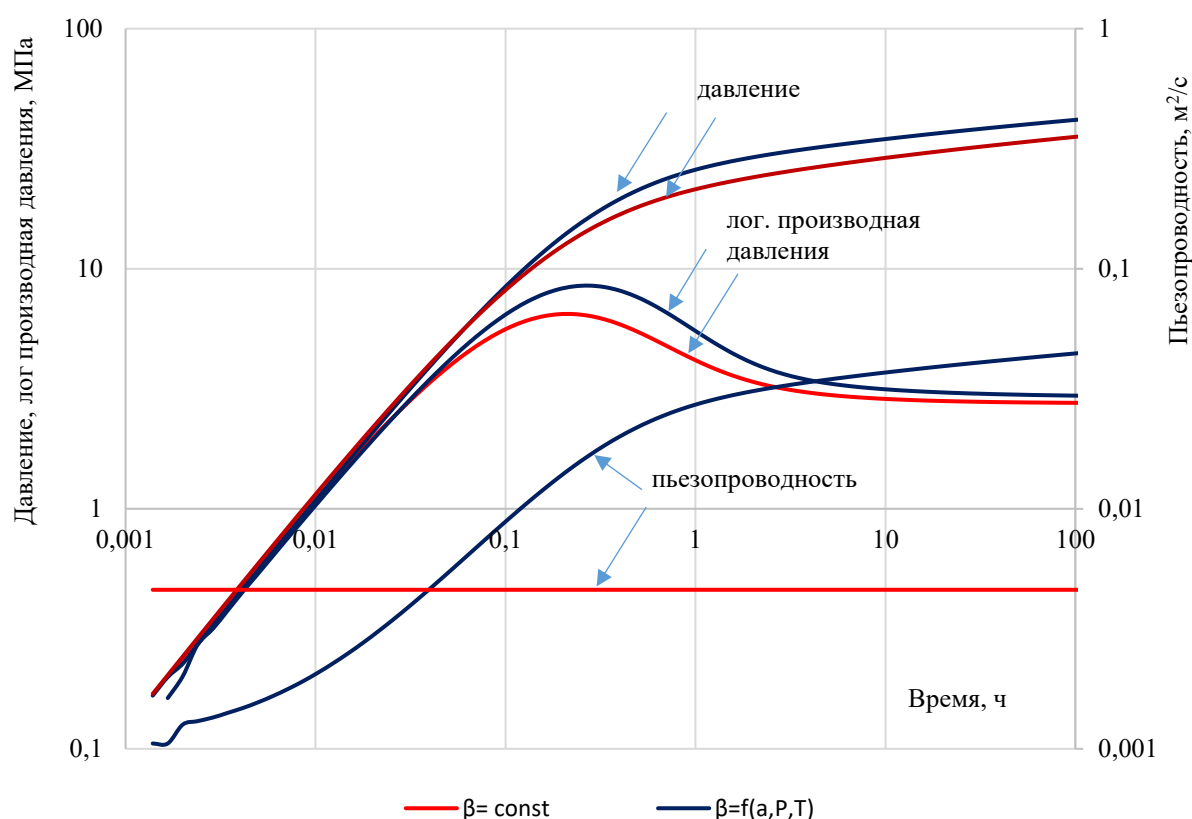


Рис. 9. Графики зависимостей давления, производных давления и пьезопроводности от времени для различных коэффициентов сжимаемости: постоянного $\beta = 4,35^{-4}$ МПа⁻¹ и изменяющегося $\beta = f(a, P, T)$ при $T = 100$ с, 10 МПа, $a = 0,0019$

Fig. 9. Graphs of pressure, pressure derivatives, and diffusivity vs. time for various compressibility coefficients: constant $\beta = 4.35^{-4}$ MPa⁻¹ and variable $\beta = f(a, P, T)$ at $T = 100$ s, $P_0 = 10$ MPa, $a = 0.0019$

Заключение

Таким образом, для описания реологического поведения ядра во времени предложен простой полумпирический метод, заключающийся в использовании переменного времени запаздывания, зависящего от времени релаксации давления.

Данный метод привел к высокой точности описания кривых пористости во времени при приложении постоянной нагрузки и ее снятии.

Данные по трем образцам ядра свидетельствуют, что для двух из них

время релаксации напряжений превышает время запаздывания деформаций ($T_M > T_k$) и составляет десятки минут и более. Это демонстрирует, что перераспределение давления идет с меньшей скоростью, чем изменение деформации коллектора.

Описание зависимости пористости от времени и от давления ориентировано на повышение точности интерпретации гидродинамических исследований скважин и пластов. В связи с этим целью дальнейших исследований является изучение влияния данных факторов на вид КВД и кривых откачек.

Вклад авторов

В.А. Иктисанов – концептуализация, методология, администрирование проекта, программное обеспечение, руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

М.С. Бернатов – администрирование данных, проведение исследования, методология, верификация данных, создание черновика рукописи.

А.А. Файнберг – администрирование данных, проведение исследования, верификация данных, ресурсы, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы утвердили окончательную версию статьи.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Желтов Ю.П. Деформация горных пород. М.: Недра, 1966. 198 с.
2. Дияшев Р.Н., Костерин А.В., Скворцов Э.В. Фильтрация жидкости в деформируемых нефтяных пластах. Казань: Казанское математическое общество, 1999. 237 с.
3. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970. 239 с.
4. Иктисанов В.А., Бернатов М.С., Иктисанов А.В. Приближенный учет изменения сжимаемости коллектора и нефти при неустановившейся фильтрации // Нефтяная провинция. 2025. № 3(43). С. 150–169. <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.150-169>
5. 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. P. 110986. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110986>
6. 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, No. 3. P. 290–299. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2022.04.005>
7. Vasquez M., Beggs H.D. Correlations for fluid physical property prediction // Journal of Petroleum Technology. 1980. Vol. 32, No. 6. P. 968–970. <https://doi.org/10.2118/6719-PA>

8. *Иктисанов В.А., Гордиманов Н.А., Иктисанов А.В., Сахабутдинов К.Г.* Описание нелинейно-вязких и вязкоупругих свойств раствора полиакриламида при нагрузке // *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2024. Т. 15, № 3. С. 232–247. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art3>
9. *Молокович Ю.М., Марков А.И., Сулейманов Э.И.* и др. Выработка трещиновато-пористого коллектора нестационарным дренированием. Казань: РегентЪ, 2000. 156 с.
10. *Иктисанов В.А.* Особенности релаксационной фильтрации жидкости // «Цветущая сложность» региональных интеграционных процессов: Коллективная монография. СПб.: Университет при МПА ЕврАзЭС, 2024. С. 46–107. EDN: WSZVRO
11. *Xiang G., Yin D., Meng R., Cao C.* Predictive model for stress relaxation behavior of glassy polymers based on variable-order fractional calculus // *Polymers for Advanced Technologies*. 2021. Vol. 32, No. 2. P. 703–713. <https://doi.org/10.1002/pat.5123>
12. *Ильинов М.Д., Петров Д.Н., Карманский Д.А., Селихов А.А.* Аспекты физического моделирования процессов структурных изменений образцов горных пород при термобарических условиях больших глубин // *Горные науки и технологии*. 2023. Т. 8, № 4. С. 290–302. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-09-150>
13. *Jiang X., Deng S., Li H., Zuo H.* Characterization of 3D pore nanostructure and stress-dependent permeability of organic-rich shales in northern Guizhou Depression, China // *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*. 2022. Vol. 14, No. 2. P. 407–422. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2021.08.019>
14. *Bohnsack D., Potten M., Freitag S., et al.* Stress sensitivity of porosity and permeability under varying hydrostatic stress conditions for different carbonate rock types of the geothermal Malm reservoir in Southern Germany // *Geothermal Energy*. 2021. Vol. 9, No. 1. P. 15. <https://doi.org/10.1186/s40517-021-00197-w>
15. *Alomari E.M., Ng K.W., Khatri L., Wulff S.S.* Effect of physical properties on mechanical behaviors of sandstone under uniaxial and triaxial compressions // *Materials*. 2023. Vol. 16, No. 13. P. 4867. <https://doi.org/10.3390/ma16134867>

Информация об авторах

Валерий Асхатович Иктисанов – д-р техн. наук, профессор, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия; SPIN-код: 3873-9777, <https://orcid.org/0009-0004-4295-909X>; e-mail: iktisanov_va@pers.spmi.ru

Максим Сергеевич Бернатов – аспирант, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия; SPIN-код: 3753-9383; <https://orcid.org/0009-0006-4066-7848>; e-mail: bernatovm@mail.ru

Алексей Александрович Файнберг – главный специалист, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия; <https://orcid.org/0009-0008-3527-3427>; e-mail: morokov_aa@pers.spmi.ru

Поступила в редакцию 17.11.2025

Принята к публикации 26.02.2026

HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

Semiempirical method for describing the dynamics of porosity under loading and unloading

Valery A. Iktissanov ✉, Maksim S. Bernatov, Aleksey A. Fainberg

Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, 2 21st Line, Vasilievsky Island, St. Petersburg, 199106, Russia

Abstract. *Background.* It is widely known that during loading, any bodies, including hydrocarbon reservoirs, deforms with a delay rather than immediately. Similar processes occur during stress relaxation. However, the time dependence of porosity is typically not taken into account in fluid flow equations and software. This factor can have a significant impact when determining the distance to formation boundaries based on well testing results. *Objective.* To study the change of porosity over time to subsequently account for the influence of this factor on the pressure buildup. The problem was solved using a previously obtained, more accurate logarithmic dependence of porosity on pressure. *Materials and methods.* To solve this problem, petrophysical studies of sandstone cores were performed using a compression facility. A key feature of the study was obtaining the time dependence of porosity upon application of loading and unloading. *Results.* The known solution of the Kelvin equation was initially used to describe the results, but it did not provide high accuracy. The problem was only solved by using the delay time as a function of pressure in this equation. The early rheological studies of polyacrylamide gels provided an analogy, revealing that the inverse of the Kelvin time is well described by an exponential relationship with stress. This allowed us to describe the obtained time-dependent porosity under load and unload conditions with a high degree of accuracy. It was achieved by simultaneously taking into account the deformation delay and pressure relaxation. *Conclusion.* A simple semiempirical method has been proposed for describing porosity-time curves. This approach resulted in a highly accurate description of the obtained curves.

Keywords: porosity, core, rheological equations, deformation delay time, relaxation time

Funding: the work received no funding.

Acknowledgments: the authors are grateful to Tatyana A. Panteleeva, the Leading Engineer of the Laboratory of Thermodynamic, Gas Chemical, and Energy Processes in Oil and Gas Production, for her assistance in organizing the tomographic research.

For citation: Iktissanov V.A., Bernatov M.S., Fainberg A.A. Semiempirical method for describing the dynamics of porosity under loading and unloading. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. Vol. 17, No. 1. P. 59–75. (In Russ.).

✉ Valery A. Iktissanov, iktissanov_va@pers.spmi.ru

© Iktissanov V.A., Bernatov M.S., Fainberg A.A., 2026



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Valery A. Iktissanov – conceptualization, methodology, project administration, software, supervision, writing – review & editing.

Maksim S. Bernatov – data curation, investigation, methodology, validation, writing – original draft.

Aleksey A. Fainberg – data curation, investigation, validation, resources, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Zheltov Yu.P. *Deformation of Rocks*. Moscow: Nedra, 1966. 198 p. (In Russ.).
2. Diyashev R.N., Kosterin A.V., Skvortsov E.V. *Filtration of Liquid in Deformable Oil Reservoirs*. Kazan: Kazan Mathematical Society, 1999. 237 p. (In Russ.).
3. Dobrynin V.M. *Deformations and Changes in the Physical Properties of Oil and Gas Reservoirs*. Moscow: Nedra, 1970. 239 p. (In Russ.).
4. Iktissanov V.A., Iktissanov A.V., Bernatov M.S. Rough consideration of changes in formation and oil compressibility during unsteady-state flow. *Neftyanaya provintsiya*. 2025. No. 3(43). P. 150–169. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.150-169>
5. 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. P. 110986. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110986>
6. 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, No. 3. P. 290–299. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2022.04.005>
7. Vasquez M., Beggs H.D. Correlations for fluid physical property prediction. *Journal of Petroleum Technology*. 1980. Vol. 32, No. 6. P. 968–970. <https://doi.org/10.2118/6719-PA>
8. Iktissanov V.A., Gordimanov N.A., Iktissanov A.V., Sakhabutdinov K.G. Description of nonlinear viscous and viscoelastic properties of polyacrylamide solution under loading. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 3. P. 232–247. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art3>
9. Molokovich Yu.M., Markov A.I., Suleymanov E.I., et al. *Development of a Fractured Porous Reservoir by Nonstationary Drainage*. Kazan: Regent, 2000. 156 p. (In Russ.).
10. Iktissanov V.A. Features of relaxation liquid filtration. In: *“The Blooming Complexity” of Regional Integration Processes: Collective Monograph*. St. Petersburg: University under the IPA EurAsEC, 2024. P. 46–107. (In Russ.).
11. Xiang G., Yin D., Meng R., Cao C. Predictive model for stress relaxation behavior of glassy polymers based on variable-order fractional calculus. *Polymers for Advanced Technologies*. 2021. Vol. 32, No. 2. P. 703–713. <https://doi.org/10.1002/pat.5123>

12. Ilyinov M.D., Petrov D.N., Karmanskiy D.A., Selikhov A.A. Physical simulation aspects of structural changes in rock samples under thermobaric conditions at great depths. *Mining Science and Technology*. 2023. Vol. 8, No. 4. P. 290–302. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-09-150>
13. Jiang X., Deng S., Li H., Zuo H. Characterization of 3D pore nanostructure and stress-dependent permeability of organic-rich shales in northern Guizhou Depression, China. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*. 2022. Vol. 14, No. 2. P. 407–422. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2021.08.019>
14. Bohnsack D., Potten M., Freitag S., et al. Stress sensitivity of porosity and permeability under varying hydrostatic stress conditions for different carbonate rock types of the geothermal Malm reservoir in Southern Germany. *Geothermal Energy*. 2021. Vol. 9, No. 1. P. 15. <https://doi.org/10.1186/s40517-021-00197-w>
15. Alomari E.M., Ng K.W., Khatri L., Wulff S.S. Effect of physical properties on mechanical behaviors of sandstone under uniaxial and triaxial compressions. *Materials*. 2023. Vol. 16, No. 13. P. 4867. <https://doi.org/10.3390/ma16134867>

Information about the authors

Valery A. Iktissanov – Dr. Sci. (Eng.), Professor, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia; <https://orcid.org/0009-0004-4295-909X>; e-mail: iktissanov_va@pers.spmi.ru

Maksim S. Bernatov – Postgraduate, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-4066-7848>; e-mail: bernatovm@mail.ru

Aleksey A. Fainberg – Chief Specialist, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia; <https://orcid.org/0009-0008-3527-3427>; e-mail: morokov_aa@pers.spmi.ru

Received 17 November 2025

Accepted 26 February 2026