

УДК 622.276:553.98:550.832
DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4696
Шифр специальности ВАК: 2.8.3, 2.8.4

Анализ тренда изменения плотности и характера распределения поровых каналов по размерам с использованием комплексного моделирования

М.О. Михайлов, Л.С. Кулешова, Р.Т. Ахметов, Р.А. Гилязетдинов✉

Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском),
Россия, г. Октябрьский

✉ gilyazetdinov_2023@mail.ru

Аннотация. Актуальность. Представление о степени и характере распределения поровых каналов относительно их размеров на основе данных капилляриметрических исследований позволяет использовать кривые относительных фазовых проницаемостей для решения различных задач. В практике разработки месторождений известно значительное количество способов построения кривой распределения поровых каналов по размерам, в том числе с помощью обобщенной математической модели, как для всех образцов керна, так и для отдельных образцов породы. В условиях необходимости оперативного освоения трудноизвлекаемых запасов вопрос определения тренда изменения плотности и характера распределения поровых каналов по размерам является актуальным и требует решения, основанного на комплексировании известных научно-методических подходов и разработке принципиально новых аспектов интерпретации различных зависимостей. **Цель:** идентификация степени и характера изменения плотности распределения поровых каналов для снижения рисков при оптимизации процессов разработки месторождений и освоении трудноизвлекаемых запасов в условиях ограниченного объема внутрискважинных (промысловых) и керновых (лабораторных) исследований. **Объекты:** образцы керна пласта АВ_{1/3} алымской свиты месторождения N Западной Сибири, характеризующиеся неоднородным переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород с прослоями и линзами карбонатных отложений. **Методы:** комплексное использование известных научно-методических подходов к изучению тренда распределения поровых каналов по размерам в совокупности с построением различных математических моделей по результатам обобщения данных лабораторных исследований. **Результаты.** Построены кривые обобщенных и обратных обобщенных моделей для наиболее представительных образцов коллекторов Западной Сибири. Установлен вид и характер корреляционных связей, необходимых для расчета начального капиллярного давления и максимального радиуса поровых каналов. На основе обратной обобщенной модели капиллярной кривой с использованием лабораторных капилляриметрических исследований получена формула зависимости долевого относительного количества поровых каналов относительно их размеров (поперечных радиусов). Даны обоснованные рекомендации по использованию полученных зависимостей для решения как различных профильных задач разработки месторождений, так и фундаментальных, связанных с оптимизацией длительно эксплуатирующихся залежей и вводом трудноизвлекаемых запасов в промышленную эксплуатацию с учетом ограниченного числа разведочных скважин и, следовательно, минимального объема лабораторных исследований.

Ключевые слова: отдельная обобщенная модель, общая обобщенная модель, капилляриметрия, распределение поровых каналов по размерам, начальное капиллярное давление, разработка месторождений, компьютерное моделирование

Для цитирования: Анализ тренда изменения плотности и характера распределения поровых каналов по размерам с использованием комплексного моделирования / М.О. Михайлов, Л.С. Кулешова, Р.Т. Ахметов, Р.А. Гилязетдинов // Известия томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 4. – С. 16–24. DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4696

UDC 622.276:553.98:550.832
DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4696

Analysis of the trend of changes in density and the nature of the distribution of pore channels by size using complex modeling

M.O. Mikhailov, L.S. Kuleshova, R.T. Akhmetov, R.A. Gilyazetdinov✉

Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky),
Oktyabrsky, Russian Federation

✉ gilyazetdinov_2023@mail.ru

Abstract. Relevance. The understanding of the degree and nature of the distribution of pore channels relative to their sizes based on capillarimetric studies allows us to use curves of relative phase permeability to solve various problems. In the practice of field development, a significant number of methods are known for constructing a pore channel size distribution curve, including using a generalized mathematical model for both all core samples and individual rock samples. In conditions of the need for the rapid development of hard-to-recover reserves, the issue of determining the trend of changes in density and the nature of the distribution of pore channels by size is relevant and requires a solution based on the integration of well-known scientific and methodological approaches and the development of fundamentally new aspects of the interpretation of various dependencies. **Aim.** Identification of the degree and nature of changes in the density of the distribution of pore channels to reduce risks when optimizing the processes of field development and development of hard-to-recover reserves in conditions of limited volume of downhole (field) and core (laboratory) studies. **Objects.** Core samples of the AB_{1/3} layer of the Aym formation of the deposit N of Western Siberia, characterized by an inhomogeneous interlayer of sandy-siltstone and clay rocks with interlayers and lenses of carbonate deposits. **Methods.** The integrated use of well-known scientific and methodological approaches to the study of the trend in the distribution of pore channels by size in conjunction with the construction of various mathematical models based on the results of generalization of laboratory research data. **Results.** Curves of generalized and inverse generalized models are constructed for the most representative samples of reservoirs in Western Siberia. The authors have established the type and nature of the correlations necessary for calculating the initial capillary pressure and the maximum radius of the pore channels. Based on the inverse generalized model of the capillary curve using laboratory capillarimetric studies, the authors obtained the formula for the dependence of the fractional relative number of pore channels relative to their sizes (transverse radii). Reasonable recommendations are given on the use of the obtained dependencies to solve both various profile tasks of field development and fundamental ones related to the optimization of long-term deposits and the commissioning of hard-to-recover reserves into commercial operation, taking into account the limited number of exploration wells and, consequently, the minimum amount of laboratory research.

Keywords: separate generalized model, general generalized model, capillarimetry, pore channel size distribution, initial capillary pressure, field development, computer modeling

For citation: Mikhailov M.O., Kuleshova L.S., Akhmetov R.T., Gilyazetdinov R.A. Analysis of the trend of changes in density and the nature of the distribution of pore channels by size using complex modeling. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 4, pp. 16–24. DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4696

Введение

Геометрию пустотного пространства пласта-коллектора в большинстве случаев представляют в виде пучка параллельных капилляров с постоянным поперечным сечением. Данная модель имеет допущения в связи с тем, что поровый объем коллектора имеет сложную и непостоянную форму, которая на протяжении всего этапа разработки залежи подвергается различным деформациям. Представление реального пустотного пространства породы-коллектора в виде приближенной имитационной модели значительно осложнено различными обстоятельствами, о чем свидетельствуют многочисленные работы [1–6] и значительное количе-

ство проводимых разнонаправленных лабораторных исследований на образцах-кернх. Одним из важнейших критериев, определяющих форму и тип пустотного пространства в коллекторах, является размер поровых каналов и их процентное соотношение в относительном количестве [7, 8]. Радиус каждого отдельного порового канала и его количественное соотношение в долях единиц в пустотном пространстве горных пород определяют ряд ключевых фильтрационно-емкостных и коллекторских параметров, таких как: эффективная пористость, относительные фазовые проницаемости, остаточная водонасыщенность, нефтенасыщенность и др. [9, 10]. Надежное их определение на различной

стадии разработки является шагом к оптимизации процесса нефтеизвлечения и подбора, например, наиболее подходящих составов для обработки призабойной зоны пласта или реализации потокоотклоняющих технологий в связи с необходимостью повышения технико-экономических показателей деятельности нефтегазодобывающих предприятий [11, 12]. На основе известных значений радиусов поровых каналов можно на достаточном высоком уровне спрогнозировать характер фильтрации жидкости в пористой среде с целью совершенствования научно-методических аспектов повышения эффективности эксплуатации месторождений на заключительной стадии. Исходя из вышепредставленного, задача мониторинга динамики изменения распределения поровых каналов по размерам является актуальной и требует комплексного подхода [13–16].

Методы и материалы

Известно, что плотность распределения поровых каналов $g(r)$ по поперечным радиусам есть отношение бесконечно малого приращения водонасыщенности к бесконечно малому приращению радиусов [17–20] (1):

$$g(r) = \frac{dK_B}{dr}. \quad (1)$$

В качестве базовых исходных данных используем результаты лабораторных капилляриметрических исследований пласта АВ_{1/3} одного из месторождений Западной Сибири (табл. 1). Для вычисления производной необходимо найти зависимость текущей водонасыщенности от радиуса поровых каналов, поэтому воспользуемся обобщенной моделью капиллярных кривых [21–23] (2):

$$\ln(pr_0) = a + b \ln K_B^* + c \ln^2 K_B^*, \quad (2)$$

где p – капиллярное давление, атм.; $r_0 = \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}}$ – характерный радиус, мкм.; $K_B^* = \frac{K_B - K_{Bo}}{1 - K_{Bo}}$ – нормированная водонасыщенность, доли ед.; K_{Bo} – остаточная водонасыщенность, доли ед.; a, b и c – фиксированные параметры, определенные путем статистической обработки данных капиллярных исследований.

Таблица 1. Результаты лабораторных капилляриметрических исследований керновых образцов пласта АВ_{1/3}

Table 1. Results of laboratory capillarimetric studies of core samples of the formation АВ_{1/3}

№/No.	K_{no}	K_{np}	K_g						
			0,14	0,28	0,56	1,05	2,45	3,5	4,9
4	22,7	5,9	97,5	97,4	89,8	78,8	68,7	65,7	63,8
1	25,4	28,5	91,4	87,9	70,2	57,8	48,3	47,9	44,1
3	24,1	55,6	81,9	70,3	59,2	51,8	43,7	42,7	41,8
12	23,5	132,6	70,5	60,3	52,6	45,6	36,8	34,9	34,5
15	24,3	460	54,2	43,1	36,1	31,1	24,4	24,2	23,2

Построение обобщенной модели по данным лабораторных исследований произведем отдельно по трем наиболее представительным образцам, охватывающим целый спектр варьирования значений K_g , и в целом по всем исходным образцам. На рис. 1, 2 представлены результаты расчетов по формуле (2) и интерпретаций исходя из данных табл. 1.

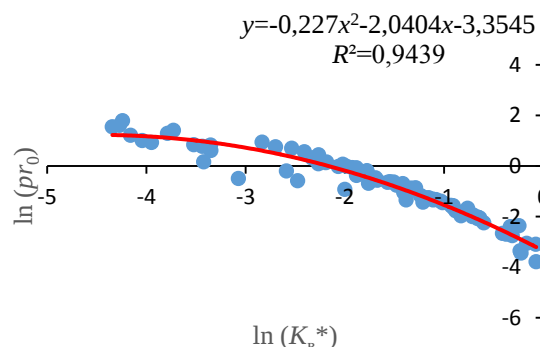


Рис. 1. Общая зависимость $\ln(pr_0)$ от $\ln(K_B^*)$ для всех образцов

Fig. 1. General dependence of $\ln(pr_0)$ on $\ln(K_B^*)$ for all samples

Для наиболее точного построения кривых распределения поровых каналов с минимальным значением погрешности необходимо определить начальное капиллярное давление. Рассчитаем искомый параметр при следующих условиях согласно [15] и исходя из этого определим, что точка пересечения обобщенной модели с осью ординат характеризует начальное капиллярное давление (3):

$$K_B = 1 \Rightarrow K_B^* = \frac{1 - K_{Bo}}{1 - K_{Bo}} = 1 \Rightarrow \ln 1 = 0; p_0 = \frac{e^a}{r_0}. \quad (3)$$

По данным формулы (3) определим максимальный радиус поровых каналов (формула Лапласа [19]) и сведем результаты расчетов в табл. 2 (4):

$$r_{max} = \frac{2\sigma \cos \theta}{p_0}. \quad (4)$$

Таблица 2. Результаты расчетов начального капиллярного давления и максимального радиуса для различных образцов

Table 2. Results of calculations of the initial capillary pressure and the maximum radius for different samples

№/No.	K_{no}	K_{np}	p_0	r_{max}
4	22,7	5,9	0,18	8,38
1	25,4	28,5	0,13	11,07
3	24,1	55,6	0,07	21,24
12	23,5	132,6	0,03	47,00
15	24,3	460	0,02	78,39

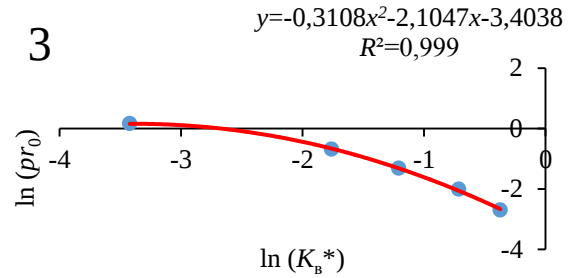
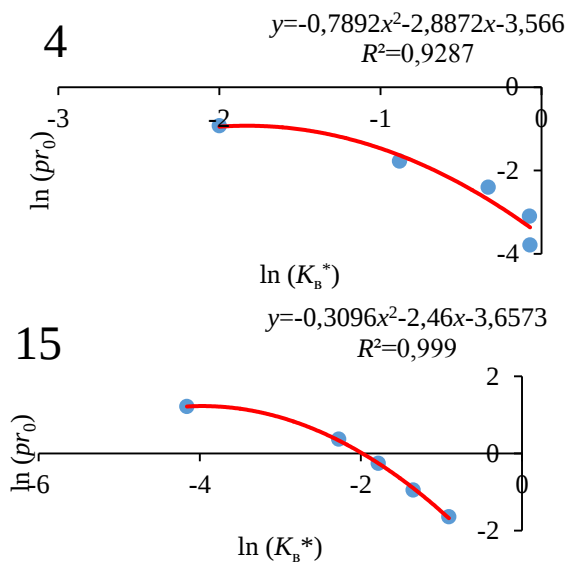


Рис. 2. Зависимость $\ln(pr_0)$ от $\ln(K_e^*)$ для наиболее представительных образцов

Fig. 2. Dependence of $\ln(pr_0)$ on $\ln(K_e^*)$ for the most representative samples

Результаты и обсуждения

Обобщенная математическая модель представляет собой зависимость произведения капиллярного давления на характерный радиус от нормированной водонасыщенности. Отразим зеркально оси координат ($K_e^* = f(p)$) и по аналогии определим вид и характер наиболее представительных математических моделей (рис. 3, 4).

Обобщенная модель на основе результатов исследований по всем образцам горных пород имеет следующий вид:

$$K_e^* = e^{-0,1171x^2 - 1,0242x - 2,2735}. \quad (5)$$

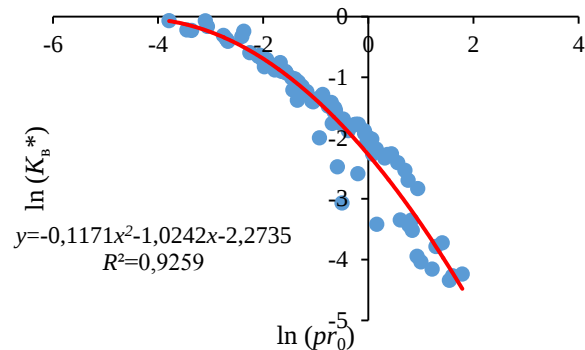


Рис. 3. Общая зависимость $\ln(K_e^*)$ от $\ln(pr_0)$ для всех образцов

Fig. 3. General dependence of $\ln(K_e^*)$ on $\ln(pr_0)$ for all samples

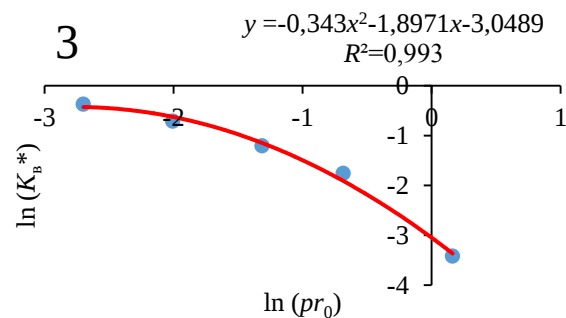
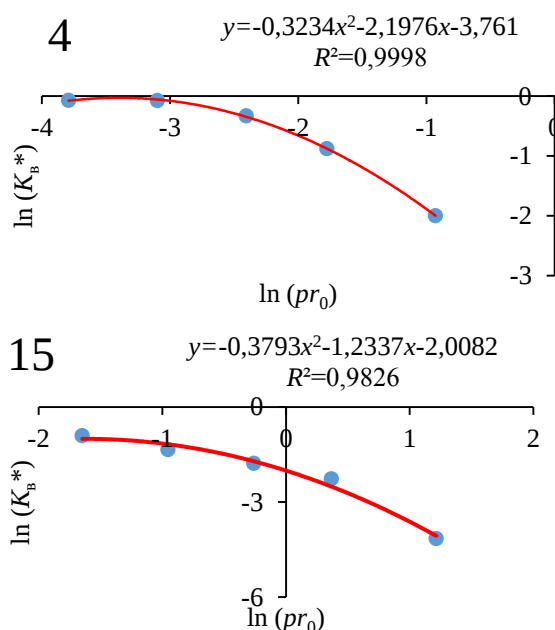


Рис. 4. Зависимость $\ln(K_e^*)$ от $\ln(pr_0)$ для наиболее представительных образцов

Fig. 4. Dependence of $\ln(K_e^*)$ on $\ln(pr_0)$ for the most representative samples

Таблица 3. Модели для определения плотности распределения поровых каналов дифференцированно по образцам и по всем образцам в целом

Table 3. Models for determining the density of the distribution of pore channels differentially across samples and across all samples as a whole

№/No.	Зависимость/Dependence
4	$g(r) = e^{-0.3234 \ln^2\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) - 2.1976 \ln\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) - 3.761 \cdot \frac{0.6468 \cdot \ln\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) + 2.1976}{r}}$
1	$g(r) = e^{-0.2897 \ln^2\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) - 1.8037 \ln\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) - 2.9482 \cdot \frac{0.5794 \cdot \ln\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) + 1.8037}{r}}$
3	$g(r) = e^{-0.343 \ln^2\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) - 1.8971 \ln\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) - 3.0489 \cdot \frac{0.686 \cdot \ln\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) + 1.8971}{r}}$
12	$g(r) = e^{-0.3364 \ln^2\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) - 1.4659 \ln\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) - 2.2661 \cdot \frac{0.6728 \cdot \ln\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) + 1.4659}{r}}$
15	$g(r) = e^{-0.3793 \ln^2\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) - 1.2337 \ln\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) - 2.0082 \cdot \frac{0.7586 \cdot \ln\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) + 1.2337}{r}}$
Общая General	$g(r) = e^{-0.1171 \ln^2\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) - 1.0242 \ln\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) - 2.2735 \cdot \frac{0.2342 \cdot \ln\left(\frac{A \cdot r_0}{r}\right) + 1.0242}{r}}$

Преобразуем (5) до (6) и с использованием формулы Лапласа (7) получим полную зависимость текущей водонасыщенности от радиуса порового канала:

$$K_B = e^{-0.1171x^2 - 1.0242x - 2.2735} \cdot (1 - K_{B0}) + K_{B0}, \quad (6)$$

$$x = \ln(pr_0) = \ln\left(\frac{2\sigma \cos \theta}{r} r_0\right) = \ln\left(\frac{Ar_0}{r}\right), \quad (7)$$

$$K_B = e^{-0.1171 \ln^2 \frac{Ar_0}{r} - 1.0242 \ln \frac{Ar_0}{r} - 2.2735} \cdot (1 - K_{B0}) + K_{B0}; A = 2\sigma \cos \theta \approx 1.44.$$

Для вывода зависимости плотности распределения поровых каналов от радиуса введем производную сложной функции и, трансформируя базовую модель (1), получим ряд уравнений (табл. 3). Распределения поровых каналов по размерам (относительное количество поровых каналов) по моделям общей обобщенной и отдельных обобщенных моделей представлены на рис. 5.

Тренд распределения поровых каналов с общей обобщенной моделью монотонно убывает по сравнению с аналогичными кривыми для отдельных обобщенных моделей, которые имеют экстремум в пределах значений 1–2 мкм, но при этом в области высоких значений поровых каналов составляет в среднем от 4–8, соответственно, что подтверждается результатами схожих работ [24–26].

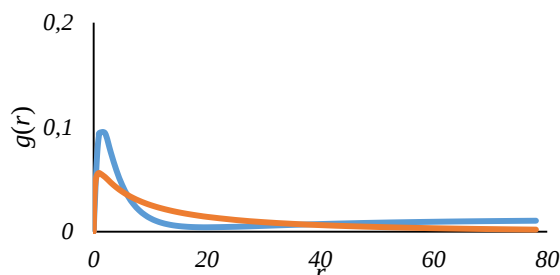
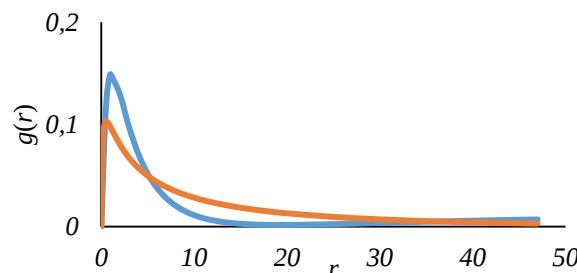
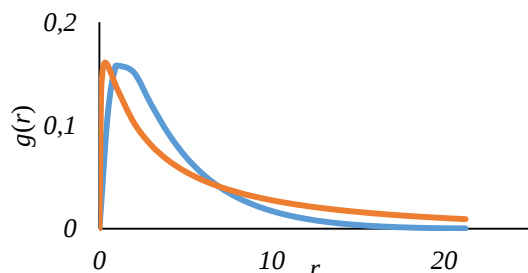
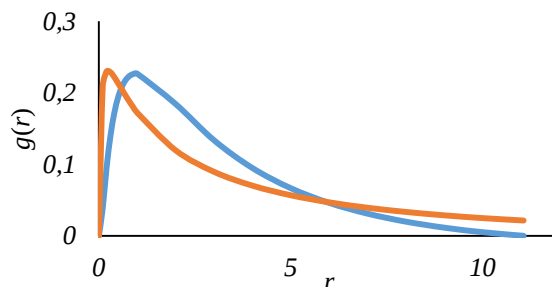
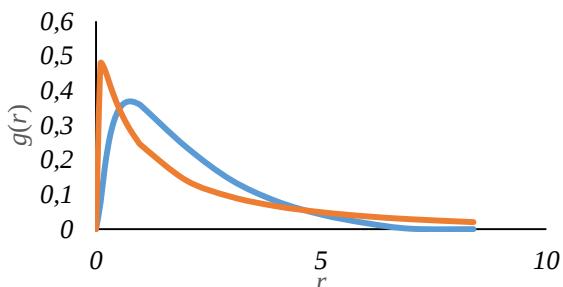


Рис. 5. Сравнительные графики распределения поровых каналов исследуемого объекта на основе отдельных (синие линии) и общей (красные линии) обобщенных метаматематических моделей

Fig. 5. Comparative graphs of the distribution of pore channels of the studied object based on separate (blue lines) and general (red lines) generalized metamathematical models

В зависимости от номера образца, предпочтительным для решения различных задач разработки месторождений является кривая распределения для общей обобщенной модели. Отдельная обобщенная модель может быть рекомендована для прикладных исследований при малых значениях поперечных радиусов (до 4–8 мкм), характерных, например, для некоторых продуктивных пластов тюменской свиты или в условиях начального этапа разбуривания залежи при ограниченном числе разведочных скважин и, следовательно, керновых исследований.

Выводы

1. На основании данных лабораторных капилляриметрических исследований пласта АВ_{1/3} месторождения N построены обобщенные и обратные обобщенные модели как дифференцированно по каждому из образцов, так и в целом по всем образцам. Обосновано установлены корреляционные связи, необходимые для расчета
2. При помощи обратной обобщенной модели и формулы Лапласа выведены эмпирические зависимости текущей водонасыщенности от размера поровых каналов, которые послужили фундаментом для описания плотности распределения поровых каналов относительно радиусов поперечных сечений по размерам.
3. Построены кривые распределения поровых каналов по размеру для наиболее представительных образцов керна при различных фильтрационно-емкостных показателях на основании отдельных и общей обобщенных моделей.
4. Отдельная обобщенная модель может быть использована на образцах кернов с малыми значениями радиусов поровых каналов (до 4–8 мкм). Для области больших значений радиусов поперечных сечений рекомендуется использовать зависимость, полученную при помощи общей обобщенной модели.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Обоснование аналитической модели гидравлической извилистости поровых каналов коллекторов Западной Сибири по данным капиллярных исследований / Р.Т. Ахметов, Л.С. Кулешова, Э.Ф. Велиев, В.В. Мухаметшин, А.Р. Сафиуллина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 7. – С. 86–95. DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3587.
2. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Моторова К.А. Роль глинистых минералов в образовании адсорбционно-связанной нефти в породах-коллекторах углеводородного сырья // Георесурсы, геознергетика, геополитика. – 2012. – № 1 (5). – С. 51.
3. Китаев А.П., Синева И.С. Применение методов машинного обучения для анализа изображений в задачах нефтегазовой литологии // Телекоммуникации и информационные технологии. – 2022. – Т. 9. – № 1. – С. 116–126.
4. Ким О.О., Немова В.Д. Методика трехмерного геологического моделирования сложно построенных верхнеюрских отложений на примере Средне-Назымского месторождения нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 12 (360). – С. 54–58. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-12(360)-54-58.
5. Varkouhi Sh., Cartwright J.A., Tosca N.J. Anomalous compaction due to silica diagenesis - textural and mineralogical evidence from hemipelagic deep-sea sediments of the Japan Sea // Marine Geology. – 2020. – Vol. 426. – P. 106204. DOI: 10.1016/j.margeo.2020.106204.
6. A novel analytical well test model for fractured vuggy carbonate reservoirs considering the coupling between oil flow and wave propagation / X. Du, Zh. Lu, D. Li, Y. Xu, P. Li, D. Lu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – № 173. – P. 447–461. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.077.
7. Обоснование модели абсолютной проницаемости с учетом фактора извилистости поровых каналов по данным капилляриметрических исследований / Р.Т. Ахметов, Л.С. Кулешова, В.В. Мухаметшин, П.М. Малышев, А.Р. Сафиуллина // SOCAR Proceedings. – 2022. – Special Iss. 1. – С. 1–8. DOI: 10.5510/OGP2022SI100639.
8. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. Использование гантельной модели для определения абсолютной проницаемости коллекторов по кривым капиллярного давления // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 4. – С. 52–56. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-52-56.
9. Повжик П.П., Демяненко Н.А. Разработка алгоритма исследований рабочих жидкостей для вскрытия и воздействия на низкопроницаемые и нетрадиционные коллектора // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 4. – С. 16–22.
10. Зубков М.Ю. Возможности оценки емкостных свойств пород баженовской свиты // Каротажник. – 2024. – № 1 (327). – С. 90–113.
11. Results of capillary studies digital processing and interpretation with the aim of a pore channel size distribution function constructing / R.T. Akhmetov, L.S. Kuleshova, R.V. Vafin, V.V. Mukhametshin, Z.A. Garifullina, L.B. Akhmetianova // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 3. – P. 68–74. DOI: 10.5510/ogp20230300888.
12. Группирование эксплуатационных объектов на основе параметров обобщенной модели кривых капиллярного давления на примере ряда нефтяных месторождений Западной Сибири / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова, О.А. Грезина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 11. – С. 89–97. DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3084.
13. Mason H.E., Smith M.M., Carroll S.A. Calibration of NMR porosity to estimate permeability in carbonate reservoirs // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2019. – Vol. 87. – P. 19–26. DOI: 10.1016/j.ijggc.2019.05.008.
14. Isotope diffusive exchange experiments for deriving porewater isotope composition in low-permeability rocks – improvements in experimental procedure and data processing / L. Aschwanden, H.N. Waber, F. Eichinger, T. Gimmi // Applied Geochemistry. – 2024. – Vol. 160. – P. 105844. DOI: 10.1016/j.apgeochem.2023.105844.

15. A new nuclear magnetic resonance-based permeability model based on two pore structure characterization methods for complex pore structure rocks: permeability assessment in Nanpu Sag, China / W. Xie, Q. Yin, L. Wu, F. Yang, J. Zhao, G. Wang // *Geophysics*. – 2024. – Vol. 89 (1). DOI: 10.1190/geo2023-0026.1.
16. Evaluation of tieback developments for marginal oil fields with timing flexibility / S. Fedorov, V. Hagspiel, R.W. Rogstad, S. Haseldonckx, J.H. Haugsgjerd, A. Rønning // *Energy Economics*. – 2024. – Vol. 131. – P.107344. DOI: 10.1016/j.eneco.2024.107344.
17. Ding X., Li H., Ou S. A review of intelligent research dynamics in oil and gas exploration and development // *Academic Journal of Science and Technology*. – 2024. – Vol. 10. – № 1. – P. 100–104.
18. 3D petroleum reservoir modelling using seismic and well-log data to assess hydrocarbon potential in Abu Roash (G) Member, Karama Oil Field, North-Western Desert, Egypt / M. Mamdouh, M. Reda, M.Z.E. Din, T.H. Abdelhafeez // *Geological Journal*. – 2024. – № 59 (1). – P. 313–324. DOI: 10.1002/gj.4865.
19. A unified algorithm for the Young–Laplace method applied to porous media / A.M. Zabot, M.A. Camargo, F.G. Wolf, D.N. Siebert, R. Surmas, L.O.E. dos Santos, L.F. Pires // *Brazilian Journal of Physics*. – 2024. – Vol. 54 (3). – № 63. DOI: 10.1007/s13538-024-01442-w.
20. Research progress and key issues of ultra-deep oil and gas exploration in China / H.E. Dengfa, J.I.A. Chengzao, Z.H.A.O. Wenzhi, X.U. Fengyin, L.U.O. Xiaorong, L.I.U. Wenhui, N. Zheng // *Petroleum Exploration and Development*. – 2023. – Vol. 50. – № 6. – P. 1333–1344. DOI: 10.1016/S1876-3804(24)60470-2.
21. Пятибратов П.В. О физическом смысле и определении коэффициента охвата в двучленной формуле расчета коэффициента извлечения нефти // *Нефтяное хозяйство*. – 2024. – № 4. – С. 80–83. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-4-80-83.
22. Мухидинов Ш.В., Шпар А.С. Возможности моделирования петрофизических свойств терригенных пород на основе их литологической характеристики // *Нефтяное хозяйство*. – 2024. – № 3. – С. 26–29. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-3-26-29.
23. Migration and accumulation mechanisms and main controlling factors of tight oil enrichment in a continental lake basin / H.U. Suyun, T.A.O. Shizhen, W.A.N.G. Min, P.A. Zhenglian, N.G. Bin, B.A.I. Yanyan, W.U. Yinye // *Petroleum Exploration and Development*. – 2023. – Vol. 50. – № 3. – P. 547–557. DOI: 10.1016/S1876-3804(23)60409-4.
24. Зайцев М.В., Михайлов Н.Н., Туманова Е.С. Модели нелинейной фильтрации и влияние параметров нелинейности на дебит скважин в низкопроницаемых коллекторах // *Георесурсы*. – 2021. – Т. 23. – № 4. – С. 44–50. DOI: 10.18599/grs.2021.4.5.
25. Азаров Е.С., Михайлов Н.Н., Фризен О.А. Определение потенциальных зон наличия капиллярно-защемленных запасов нефти // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2021. – № 11 (359). – С. 24–27. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-11(359)-24-27.
26. Лобковский Л.И., Рамазанов М.М. К теории фильтрации в среде с двойной пористостью // *Доклады Академии наук*. – 2019. – Т. 484. – № 3. – С. 348–351. DOI: 10.31857/S0869-56524843348-351.

Информация об авторах

Максим Олегович Михайлов, ассистент кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. maximum.ing@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0005-8929-8177>

Любовь Сергеевна Кулешова, кандидат технических наук, доцент кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. markl212@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>

Расуль Тухбатуллович Ахметов, кандидат технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. rasulofugntu@mail.ru

Руслан Альбертович Гилязетдинов, научный сотрудник кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. gilyazetdinov_2023@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0002-1931-7035>

Поступила в редакцию: 14.05.2024

Поступила после рецензирования: 11.07.2024

Принята к публикации: 31.01.2025

REFERENCES

1. Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Veliyev E.F., Mukhametshin V.V., Safiullina A.R. Substantiation of the analytical model of hydraulic tortuosity of the pore channels of reservoirs in Western Siberia according to capillary studies. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 7, pp. 86–95. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3587.
2. Mikhailov N.N., Sechina L.S., Motorova K.A. The role of clay minerals in the formation of adsorption-bound oil in reservoir rocks of hydrocarbon raw materials. *Geo-resources, geo-energy, geopolitics*, 2012, no. 1 (5), p. 51. (In Russ.).

3. Kitaev A.P., Sineva I.S. Application of machine learning methods for image analysis in problems of oil and gas lithology. *Telecommunications and information technology*, 2022, vol. 9, no. 1, pp. 116–126. (In Russ.).
4. Kim O.O., Nemova V.D. Methodology of three-dimensional geological modeling of complex Upper Jurassic deposits on the example of the Sredne-Nazym oil field. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2021, no. 12 (360), pp. 54–58. (In Russ.) DOI: 10.33285/2413-5011-2021-12(360)-54-58.
5. Varkouhi Sh., Cartwright J.A., Tosca N.J. Anomalous compaction due to silica diagenesis - textural and mineralogical evidence from hemipelagic deep-sea sediments of the Japan Sea. *Marine Geology*, 2020, vol. 426, pp. 106204. DOI: 10.1016/j.margeo.2020.106204.
6. Du X., Lu Zh., Li D., Xu Y., Li P., Lu D. A novel analytical well test model for fractured vuggy carbonate reservoirs considering the coupling between oil flow and wave propagation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 20196 no. 173, pp. 447–461. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.077.
7. Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Malyshev P.M., Safiullina A.R. Substantiation of the absolute permeability model taking into account the tortuosity factor of pore channels according to capillarimetric studies. *SOCAR Proceedings*, 2022, Special Iss. 1, pp. 1–8. DOI: 10.5510/OGP2022SI100639.
8. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Using a dumbbell model to determine the absolute permeability of reservoirs from capillary pressure curves. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2019, no. 4, pp. 52–56. (In Russ.) DOI: 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-52-56.
9. Povzhik P.P., Demyanenko N.A. Development of an algorithm for research of working fluids for opening and exposure to low-permeability and non-traditional collectors. *Inzhener-neftyanik*, 2019, no. 4, pp. 16–22. (In Russ.)
10. Zubkov M.Yu. Possibilities of assessing the capacitive properties of rocks of the Bazhenov formation. *Karotazhnik*, 2024, no. 1 (327), pp. 90–113. (In Russ.)
11. Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Vafin R.V., Mukhametshin V.V., Garifullina Z.A., Akhmetianova L.B. Results of capillary studies digital processing and interpretation with the aim of a pore channel size distribution function constructing. *SOCAR Proceedings*, 2023, no. 3, pp. 68–74. DOI: 10.5510/ogp20230300888.
12. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Grezina O.A. Grouping of operational facilities based on the parameters of a generalized model of capillary pressure curves on the example of a number of oil fields in Western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 11, pp. 89–97. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3084.
13. Mason H.E., Smith M.M., Carroll S.A. Calibration of NMR porosity to estimate permeability in carbonate reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2019, vol. 87, pp. 19–26. DOI: 10.1016/j.ijggc.2019.05.008.
14. Aschwanden L., Waber H.N., Eichinger F., Gimmi T. Isotope diffusive exchange experiments for deriving porewater isotope composition in low-permeability rocks – improvements in experimental procedure and data processing. *Applied Geochemistry*, 2024, vol. 160, pp. 105844. DOI: 10.1016/j.apgeochem.2023.105844.
15. Xie W., Yin Q., Wu L., Yang F., Zhao J., Wang G. A new nuclear magnetic resonance-based permeability model based on two pore structure characterization methods for complex pore structure rocks: Permeability assessment in Nanpu Sag, China. *Geophysics*, 2024, vol. 89 (1). DOI: 10.1190/geo2023-0026.1.
16. Fedorov S., Hagspiel V., Rogstad R.W., Haseldonckx S., Haugsgjerd J.H., Rønning A. Evaluation of tieback developments for marginal oil fields with timing flexibility. *Energy Economics*, 2024, vol. 131, pp. 107344. DOI: 10.1016/j.eneco.2024.107344.
17. Ding X., Li H., Ou S. A review of intelligent research dynamics in oil and gas exploration and development. *Academic Journal of Science and Technology*, 2024, vol. 10, no. 1, pp. 100–104.
18. Mamdouh M., Reda M., Din M.Z.E., Abdelhafeez T.H. 3D petroleum reservoir modelling using seismic and well-log data to assess hydrocarbon potential in Abu Roash (G) Member, Karama Oil Field, North-Western Desert, Egypt. *Geological Journal*, 2024, no. 59 (1), pp. 313–324. DOI: 10.1002/gj.4865.
19. Zabet A.M., Camargo M.A., Wolf F.G., Siebert D.N., Surmas R., Dos Santos L.O.E., Pires L.F. Unified algorithm for the Young–Laplace method applied to porous media. *Brazilian Journal of Physics*, 2024, vol. 54 (3), no. 63. DOI: 10.1007/s13538-024-01442-w.
20. Dengfa H.E., Chengzao J.I.A., Wenzhi Z.H.A.O., Fengyin X.U., Xiaorong L.U.O., Wenhui L.I.U., Zheng N. Research progress and key issues of ultra-deep oil and gas exploration in China. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, vol. 50, no. 6, pp. 1333–1344. DOI: 10.1016/S1876-3804(24)60470-2.
21. Pyatibratov P.V. On the physical meaning and definition of the coverage coefficient in the binomial formula for calculating the oil recovery coefficient. *Oil industry*, 2024, no. 4, pp. 80–83. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2024-4-80-83.
22. Mukhidinov Sh.V., Shpar A.S. Possibilities of modeling the petrophysical properties of terrigenous rocks based on their lithological characteristics. *Oil industry*, 2024, no. 3, pp. 26–29. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2024-3-26-29.
23. Suyun H.U., Shizhen T.A.O., Min W.A.N.G., Zhenglian P.A., Bin N.G., Yanyan B.A.I., Yinye W.U. Migration and accumulation mechanisms and main controlling factors of tight oil enrichment in a continental lake basin. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, vol. 50, no. 3, pp. 547–557. DOI: 10.1016/S1876-3804(23)60409-4.
24. Zaitsev M. V., Mikhailov N. N., Tumanova E. S. Models of nonlinear filtration and the influence of nonlinearity parameters on the flow rate of wells in low-permeability reservoirs. *Geo resources*, 2021, vol. 23, no. 4, pp. 44–50. (In Russ.) DOI: 10.18599/grs.2021.4.5.
25. Azarov E.S., Mikhailov N.N., Friesen O.A. Identification of potential zones of capillary-trapped oil reserves. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2021, no. 11 (359), pp. 24–27. (In Russ.) DOI: 10.33285/2413-5011-2021-11(359)-24-27.
26. Lobkovsky L.I., Ramazanov M.M. On the theory of filtration in a medium with double porosity. *Reports of the Academy of Sciences*, 2019, vol. 4846 no. 3, pp. 348–351. (In Russ.) DOI: 10.31857/S0869-56524843348-351.

Information about the authors

Maxim O. Mikhailov, Assistant, Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation; maximum.ing@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0005-8929-8177>

Lyubov S. Kuleshova, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation; markl212@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>

Rasul T. Akhmetov, Cand. Sc., Professor, Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation. rasulofugntu@mail.ru

Ruslan A. Gilyazetdinov, Researcher, Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation; gilyazetdinov_2023@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0002-1931-7035>

Received: 14.05.2024

Revised: 11.07.2024

Accepted: 31.01.2025