



ЦИФРОВАЯ ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ КАПИЛЛЯРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ЦЕЛЮ ПОСТРОЕНИЯ ФУНКЦИИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРОВЫХ КАНАЛОВ ПО РАЗМЕРАМ

Р. Т. Ахметов, Л. С. Кулешова, Р. В. Вафин, В. В. Мухаметшин*,
З. А. Гарифуллина, Л. Б. Ахметьянова, Р. А. Насырова

*Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной
технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия*

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, R. A. Nasyrova
Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University, (branch in Oktyabrsky), Russia

ABSTRACT

Pore channels distribution in reservoir by size largely determines such filtration parameters as absolute and phase permeability, as well as the residual oil saturation of the productive reservoir. This paper presents a technique for capillary research data digital processing in order to obtain a function graph of reservoir pore channels by size distribution. In this case, a generalized mathematical model of capillary pressure curves is used. The generalized model makes it possible to increase the accuracy of capillary curves approximation in the medium and small pore channels area. In this regard, the proposed digital processing technique makes it possible to increase the accuracy and efficiency of constructing the pore channel size distribution function.

Keywords: pore channels; distribution density; permeability; oil saturation; digital processing technique.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Известно, что залежи жидких углеводородов обладают широким разнообразием геолого-физических и физико-химических свойств продуктивных пластов и флюидов, находящихся в них [1-5]. Именно это разнообразие обуславливает широкое разнообразие применяемых технологий [6-9], позволяющих достигать максимального соответствия этих технологий особенностям геологического строения залежей с целью максимизации степени выработки запасов и прибыльности активов нефтяных компаний [10-14].

Важным моментом при проектировании и регулировании разработки залежей нефти является определение параметров, оказывающих определяющее значение на процесс нефтеизвлечения [15-19], наличие этих параметров у пользователя, учет их при решении задач разработки [20-25].

Как показали многочисленные исследования одним из наиболее значимых факторов, оказывающих существенное влияние на технико-экономические показатели разработки объектов добычи нефти, является фактор, характеризующий пустотное пространство пород-коллекторов [26-30].

Одним из важных параметров, характеризующих пустотное пространство коллекторов, являются размеры

поровых каналов и их распределение по радиусам [31-33]. Характер распределения поровых каналов по размерам во многом определяет распределение фаз в пустотном пространстве коллектора.

Такие фильтрационные параметры, как абсолютная и фазовая проницаемость, а также остаточная нефтенасыщенность, преимущественно определяются плотностью распределения фильтрационных каналов по размерам [34-36].

Например, остаточная нефтенасыщенность возрастает с увеличением неоднородности поровых каналов по размерам, то есть дисперсии распределения. При этом соответственно коэффициент вытеснения нефти водой падает [37, 38].

Первоначальное распределение нефти и воды по вертикали в пределах переходной зоны также контролируется распределением поровых каналов коллектора по размерам.

Таким образом, изучение плотности распределения поровых каналов пластов-коллекторов по размерам является важной и актуальной задачей. Поэтому изучению данной проблемы посвящено большое число научных работ отечественных и зарубежных учёных [39-44].

Цифровая обработка данных капиллярных исследований основана на использовании математических моделей кривых капиллярного давления.

Наиболее распространёнными моделями капилляр-

*E-mail: vv@of.ugntu.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230300888>

ных кривых является модели Леверетта и Брукс-Кори.

В работе [45] показано, что указанные модели работают лишь в области средних и больших значениях водонасыщенности, а в области низких значений водонасыщенности дают искажённые значения капиллярного давления. Таким образом функция Леверетта, а также аппроксимация Брукс-Кори являются недостаточно точными и нуждаются в модификации.

Реальные кривые капиллярного давления в логарифмической системе координат имеют вид параболы, поэтому в работе [45] нами предложена аппроксимация капиллярных кривых полиномом второй степени в логарифмической системе координат:

$$\ln(p_k r_0) = a + b \ln K_s^* + c \ln^2 K_s^* \quad (1)$$

где p_k – капиллярное давление, МПа; $r_0 = \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}}$ – характерный радиус поровых каналов, мкм; K_{np} – абсолютная проницаемость, мкм²; K_n – открытая пористость, д.ед.; a, b, c – фиксированные параметры, определяемые путем статистической обработки кривых капиллярного давления; $K_s^* = \frac{K_s - K_{s0}}{1 - K_{s0}}$ – нормированная водонасыщенность; K_s – водонасыщенность коллектора при заданном капиллярном давлении, д.ед.; K_{s0} – остаточная водонасыщенность, д.ед.

В выражении (1) произведение $p_k r_0$ пропорционально J -функции Леверетта.

Действительно:

$$J = \frac{p_k \sqrt{K_{np} / K_n}}{\sigma \cos \theta}$$

где σ – поверхностное натяжение; θ – угол смачивания.

Значения σ и θ в процессе капиллярных исследований образцов пород остаются неизменными, поэтому $J \sim p_k r_0$.

В работе [45] выражение (1) использовано для аппроксимации всей совокупности кривых капиллярного давления, полученных на коллекции образцов зерна данного продуктивного пласта-коллектора. При этом следует полагать, что если данное выражение справедливо для всей совокупности образцов зерна данного пласта, то оно безусловно справедливо для каждого отдельного образца зерна, отобранного из данного пласта.

Поэтому выражение (1) можно использовать при аппроксимации кривых капиллярного давления для любого конкретного образца зерна.

Выполним ряд преобразований формулы (1).

Пусть нормированная водонасыщенность $K_s^* = 1$. При этом капиллярное давление должно быть равно начальному значению, т.е. $p_k = p_0$.

Тогда получим:

$$\ln(p_k r_0) = a \quad (2)$$

Таким образом, свободный член выражения (1) определяется начальным (входным) давлением.

Теперь соотношение (2) подставим в формулу (1). В результате получим:

$$\ln(p_k r_0) = \ln(p_0 r_0) + b \ln K_s^* + c \ln^2 K_s^*$$

или

$$\ln\left(\frac{p_k}{p_0}\right) = b \ln K_s^* + c \ln^2 K_s^* \quad (3)$$

Отметим, что при $c = 0$ данная формула полностью соответствует модели Брукс-Кори. Квадратичный член в формуле (3) позволяет уточнить модель Брукс-Кори в области средних и малых значений размеров поровых каналов.

Перейдём к плотности распределения поровых каналов по размерам.

Очевидно, плотность распределения поровых каналов выражается производной нормированной водонасыщенности по радиусу:

$$g(r) = \lim_{r \rightarrow 0} \frac{\Delta K_s^*}{\Delta r} = \frac{dK_s^*}{dr} \quad (4)$$

где r – радиус поровых каналов.

В соответствии с формулой (4) для вычисления плотности распределения необходимо располагать функцией зависимости нормированной водонасыщенности от радиуса поровых каналов.

Для этого преобразуем выражение (3) в соответствии с формулой Лапласа.

Имеем:

$$p_k = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}; p_0 = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_m}$$

где r – текущий радиус поровых каналов; r_m – максимальный радиус поровых каналов.

Получим:

$$\ln\left(\frac{r_m}{r}\right) = b \ln K_s^* + c \ln^2 K_s^* \quad (5)$$

Отсюда:

$$r = r_m \cdot e^{-(b \ln K_s^* + c \ln^2 K_s^*)} \quad (6)$$

где $r_m = \frac{2\sigma \cos \theta}{p_0}$.

С учётом формулы (2) для максимального радиуса получим следующую формулу:

$$r_m = 2\sigma \cos \theta \cdot e^{-a} \cdot \sqrt{K_{np} / K_n} \quad (7)$$

Формула (5) является неявной функцией нормированной водонасыщенности от радиуса поровых каналов.

С использованием формулы (5) определим производную нормированной водонасыщенности по радиусу как производную неявной функции:

$$-\frac{1}{r} = b \frac{(K_s^*)'}{K_s^*} + 2c \cdot \ln K_s^* \cdot \frac{(K_s^*)'}{K_s^*}$$

Окончательно получим:

$$g(r) = \frac{dK_s^*}{dr} = -\frac{1}{r} \frac{K_s^*}{b + 2c \ln K_s^*} \quad (8)$$

Рассмотрим последовательность операций при цифровой обработке кривых капиллярного давления для построения функции плотности распределения.

1. В качестве исходных данных используем результаты определения капиллярных характеристик образцов зерна (табл. 1).
2. Преобразуем таблицу 1 в таблицу нормированных водонасыщенностей. Для этого значение водонасыщенности при 0.35 МПа примем как остаточную водонасыщенность и вычислим значение нормированных водонасыщенностей по формуле $K_s^* = \frac{K_s - K_{s0}}{1 - K_{s0}}$.

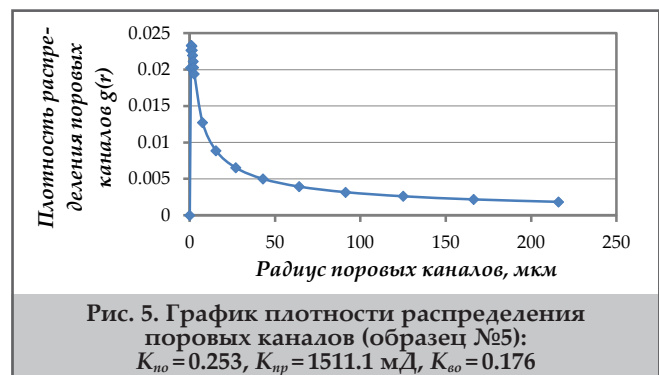
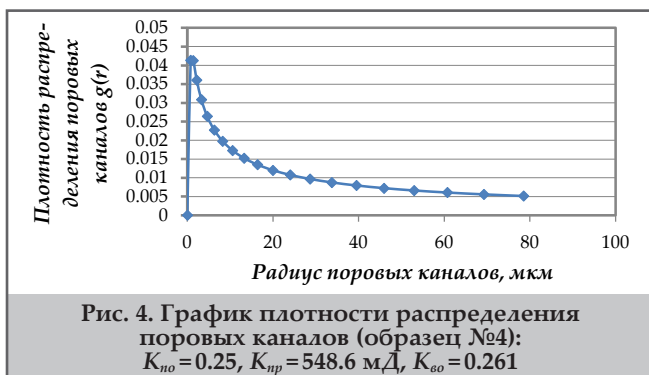
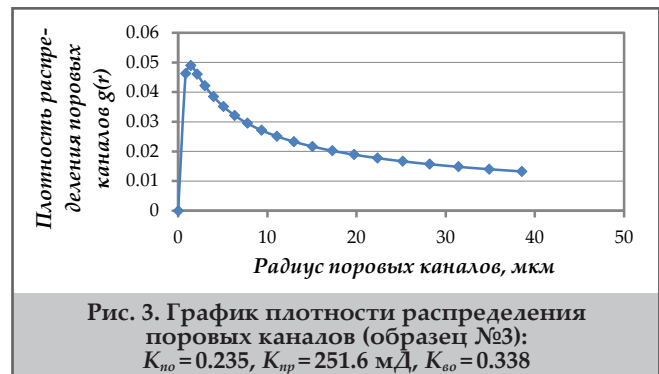
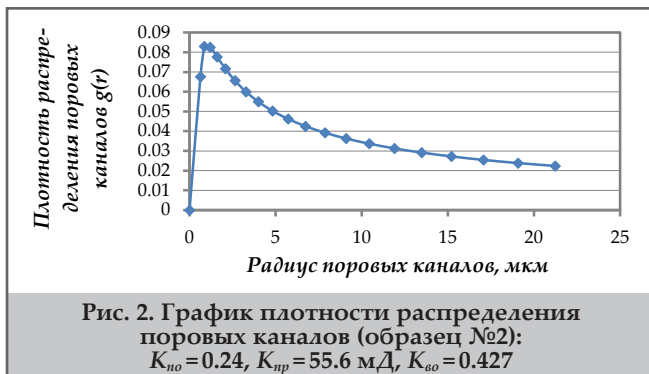
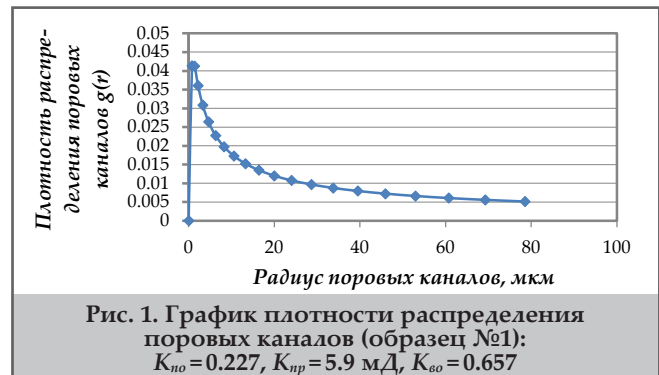
3. Путём статистической обработки результатов капиллярных исследований образца породы строим обобщённую модель кривой капиллярного давления (табл. 2).
4. Для каждого образца по формуле (7) вычисляем начальное давление p_0 и максимальный радиус поровых каналов r_m (табл. 2).
5. Для построения кривой плотности распределения задаемся значениями нормированной водонасыщенности. Для каждого значения заданной нормированной водонасыщенности по формуле (6) вычис-

6. ляем соответствующий радиус порового канала.
7. Для каждого значения радиуса порового канала по формуле (8) вычисляем значение плотности распределения.
- При известных значениях K_g^* и r строим график плотности распределения поровых каналов $g(r)$ по размерам.

Ниже на рисунках 1-5 представлены графики зависимости плотности распределения размеров поровых каналов для нескольких образцов керна из пласта AB_1^3 Урьевского месторождения.

Результаты капилляриметрических исследований Урьевского месторождения							Таблица 1		
Номер образца	Открытая пористость, доли ед.	Проницаемость, мкм ²	Капиллярное давление, МПа						
			0.014	0.028	0.056	0.105	0.245	0.35	
			Текущая водонасыщенность, д.ед.						
1	0.227	0.0059	0.975	0.974	0.898	0.788	0.687	0.657	
2	0.241	0.0556	0.819	0.703	0.592	0.518	0.437	0.427	
3	0.235	0.2516	0.658	0.528	0.443	0.396	0.339	0.338	
4	0.25	0.5486	0.553	0.448	0.377	0.328	0.267	0.261	
5	0.253	1.5111	0.374	0.294	0.248	0.216	0.179	0.176	

Таблица 2					
Параметры обобщенной модели (a, b, c), начальное давление и максимальный радиус поровых каналов					
Номер образца	a	b	c	p_0 , МПа	r_m , мкм
1	-3.1723	-2.0795	-0.481	0.0259	5.655
2	-3.4038	-2.1047	-0.3108	0.0069	21.237
3	-3.2318	-1.9568	-0.2282	0.0038	38.520
4	-3.5853	-2.4776	-0.314	0.0019	78.532
5	-4.0974	-2.5119	-0.2645	0.0007	216.215



Выводы

1. Использование обобщённой модели капиллярных кривых позволяет получить аналитические выражения для плотности распределения поровых каналов по размерам.
2. Предлагаемая методика цифровой обработки капиллярных кривых позволяет повысить точность и оперативность построения функции распределения поровых каналов коллектора по размерам.
3. Предлагаемый в работе алгоритм может быть использован при составлении компьютерной программы для построения кривых плотности распределения поровых каналов по данным капиллярных исследований.

Литература

1. Муслимов, Р. Х. (2009). Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. *Казань: ФЭН*.
2. Минниханов, Р. Н., Маганов, Н. У., Хисамов, Р. С. (2016). О создании научных полигонов по изучению трудноизвлекаемых запасов нефти в Татарстане. *Нефтяное хозяйство*, 8, 60-63.
3. Конторович, А. Э., Лившиц, В. Р., Бурштейн, Л. М., Курчиков, А. Р. (2021). Оценка начальных и прогнозных (перспективных и прогнозируемых) геологических и извлекаемых ресурсов нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и их структуры. *Геология и геофизика*, 62(5), 711-726.
4. Кулешова, Л. С., Мухаметшин, В. Ш. (2022). Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.
5. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2022). Повышение эффективности выработки запасов залежей нижнего мела Западной Сибири с использованием методов увеличения нефтеотдачи. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.
6. Suleimanov, V. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
7. Михайлов, Н. Н. (2011). Петрофизическое обеспечение новых технологий доизвлечения остаточной нефти из техногенно измененных залежей. *Каротажник*, 7(205), 126-137.
8. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Управление заводнением залежей нефти в карбонатных коллекторах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.
9. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.
10. Лысенко, В. Д. (2009). Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. *Москва: Недра-Бизнесцентр*.
11. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, V. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
12. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. *Москва-Ижевск: ИКИ*.
13. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти при разработке залежей в карбонатных коллекторах на естественных режимах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.
14. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
15. Грищенко, В. А., Циклис, И. М., Мухаметшин, В. Ш., Якупов, Р.Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.
16. Suleimanov, V. A., Veliyev, E. F., Vishnyakov, V. V. (2022). Nanocolloids for petroleum engineering: Fundamentals and practices. *John Wiley & Sons*.
17. Хабибрахманов, А. Г., Зарипов, А. Т., Хакимзянов, И. Н. и др. (2017). Оценка эффективности уплотнения сетки скважин на низкопроницаемых карбонатных коллекторах (на примере месторождений Республики Татарстан). *Казань: Слово*.
18. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГПП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.
19. Rzaeva, S. J. (2020). Selective insulation of water flows in a well based on the use of production waste. *SOCAR Proceedings*, 3, 118-125.
20. Suleimanov, V. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020) Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.
21. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шешдилов, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
22. Suleimanov, V. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021) Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(1), 2150038.
23. Велиев, Э. Ф. (2022). Применение смягченной воды для улучшения эффективности мицеллярного заводнения. *Scientific Petroleum*, 2, 52-56.
24. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

25. Shen R., Lei, X., Guo, H. K., et al. (2017). The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China. *SOCAR Proceedings*, 3, 32-38.
26. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.
27. Brooks, R. H., Corey, A. T. (1964). Hydraulic properties of porous media. Vol. 3. Hydrology. *Colorado State University*.
28. Adams, S. J., Van den Oord, R. J. (1993). Capillary pressure and saturation-height functions. *Report EP 93-0001, SIPM BV*.
29. Grishchenko, V. A., Mukhametshin, V. Sh., Rabaev, R. U. (2022) Geological structure features of carbonate formations and their impact on the efficiency of developing hydrocarbon deposits. *Energies*, 15(23), 9002.
30. Bakker, G. G., Lippincott, R. G. (2004). Overview of petrophysics. *Shell Open University*.
31. Ахметов, Р. Т., Кулешова, Л. С., Мухаметшин, В. В. и др. (2022). Обоснование модели абсолютной проницаемости с учетом фактора извилистости поровых каналов по данным капилляриметрических исследований. *SOCAR Proceedings*, SI1, 1-8.
32. Дмитриев, Н. М., Максимов, В. М., Михайлов, Н. Н., Кузьмичев, А. Н. (2015). Экспериментальное изучение фильтрационных свойств анизотропных коллекторов углеводородного сырья. *Бурение и нефть*, 11, 6-9.
33. Chizhov, A. P., Andreev, V. E., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). Approbation of the system technology for improving well drilling under difficult mining conditions of Bashkortostan fields. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 952, 012039.
34. Котяхов, Ф. И. (1977). Физика нефтяных и газовых коллекторов. *Москва: Недра*.
35. Ахметов, Р. Т., Кулешова, Л. С., Рабаев, Р. У. и др. (2021). Плотность распределения фильтрующих поровых каналов пластов-коллекторов Западной Сибири. *SOCAR Proceedings*, SI2, 221-228.
36. Akhmetov, R. T., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S., et al. (2020). The choice of the correlating function of capillary pressure curves under conditions of reservoirs in Western Siberia. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 905, 012095.
37. Михайлов, Н. Н. (1992). Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. *Москва: Недра*.
38. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). On the use of geophysical research data aiming to increase the efficiency impact on the bottomhole zone of wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 905, 012084.
39. Тульбович, Б. И. (1979). Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. *Москва: Недра*.
40. Batalov, D. A., Andreev, V. E., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Development regulation of oil and gas reservoirs based on effective geological and geophysical information. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012055.
41. Михайлов, Н. Н., Гурбатова, И. П., Моторова, К. А., Сечина, Л. С. (2016). Новые представления о смачиваемости коллекторов нефти и газа. *Нефтяное хозяйство*, 7, 80-85.
42. Ахметов, Р. Т., Кулешова, Л. С., Велиев, Э. Ф. и др. (2022). Обоснование аналитической модели гидравлической извилистости поровых каналов коллекторов Западной Сибири по данным капиллярных исследований. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 333(7), 86-95.
43. Михайлов, Н. Н., Сечина, Л. С., Савочкина, К. А. (2011). Влияние адсорбированных углеводородов на физико-химическую активность заглинизированных коллекторов. *Каротажник*, 7, 173-179.
44. Gazizov, R. R., Chizhov, A. P., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil and gas well drilling technology based on the system approaches and the results of application. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012059.
45. Ахметов, Р. Т., Маляренко, А. М., Кулешова, Л. С. др. (2021). Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84

References

1. Muslimov, R. Kh. (2009). Features of exploration and development of oil fields in a market economy. *Kazan: FEN*.
2. Minnikhanov, R. N., Maganov, N. U., Khisamov, R. S. (2016). On creation of research and testing facilities to promote study of nonconventional oil reserves in Tatarstan. *Oil Industry*, 8, 60-63.
3. Kontorovich, A. E., Livshits, V. R., Burshtein, L. M., Kurchikov, A. R. (2021). Assessment of the initial, promising, and predicted geologic and recoverable oil resources of the West Siberian petroleum province and their structure. *Russian Geology and Geophysics*, 62(5), 576-588.
4. Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. Sh. (2022). Research and justification of innovative techniques employment for hydrocarbons production in difficult conditions. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.
5. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2022). Improving the lower cretaceous deposits development efficiency in Western Siberia employing enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.
6. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
7. Mikhailov, N. N. (2011). Petrophysical support for novel technologies for the re-extraction of residual oil from man-modified pools. *Karotazhnik*, 7(205), 126-137.
8. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil flooding in carbonate reservoirs management. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.
9. Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the Turney stage of the Chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

10. Lysenko, V. D. (2009). Development of oil fields. Effective methods. *Moscow: Nedra-Business Center.*
11. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing.*
12. Suleimanov, B. A. (2022). Theory and practice of enhanced oil recovery. *Moscow-Izhevsk: ICS.*
13. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil recovery factor express evaluation during carbonate reservoirs development in natural regimes. *SOCAR Proceedings, SI1, 27-37.*
14. Gasumov, E. R., Gasumov, R. A. (2020). Innovative risk management for geological and technical (technological) measures at oil and gas fields. *SOCAR Proceedings, 2, 8-16.*
15. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings, SI2, 161-171.*
16. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Vishnyakov, V. V. (2022). Nanocolloids for petroleum engineering: Fundamentals and practices. *John Wiley & Sons.*
17. Khabibrakhmanov, A. G., Zaripov, A. T., Khakimzyanov, I. N., et al. (2017). Evaluation of the efficiency of well grid compaction in low-permeable carbonate reservoirs (on the example of the fields of the Republic of Tatarstan). *Kazan: Slovo.*
18. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings, SI2, 182-191.*
19. Rzayeva, S. J. (2020). Selective insulation of water flows in a well based on the use of production waste. *SOCAR Proceedings, 3, 118-125.*
20. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020) Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B, 34(28), 2050260.*
21. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings, 2, 47-53.*
22. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021) Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B, 35(1), 2150038.*
23. Veliyev, E. F. (2022). Softened water application to improve micellar flooding performance. *Scientific Petroleum, 2, 52-56.*
24. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings, SI1, 88-97.*
25. Shen R., Lei, X., Guo, H. K., et al. (2017). The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China. *SOCAR Proceedings, 3, 32-38.*
26. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the Bavlinskoye oil field pashiyan formation. *SOCAR Proceedings, SI1, 77-87.*
27. Brooks, R. H., Corey, A. T. (1964). Hydraulic properties of porous media. Vol. 3. Hydrology. *Colorado State University.*
28. Adams, S. J., Van den Oord, R. J. (1993). Capillary pressure and saturation-height functions. *Report EP 93-0001, SIPM BV.*
29. Grishchenko, V. A., Mukhametshin, V. Sh., Rabaev, R. U. (2022) Geological structure features of carbonate formations and their impact on the efficiency of developing hydrocarbon deposits. *Energies, 15(23), 9002.*
30. Bakker, G. G., Lippincott, R. G. (2004). Overview of petrophysics. *Shell Open University.*
31. Akhmetov, R. T., Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. V., et al. (2022). Substantiation of the absolute permeability model taking into account the pore tortuosity factor according to the capillarimetric investigations results. *SOCAR Proceedings, SI1, 1-8.*
32. Dmitriev, N. M., Maksimov, V. M., Mikhailov, N. N., Kuzmichev, A. N. (2015). Experimental study of filtration properties of hydrocarbons anisotropic fields. *Drilling and Oil, 11, 6-9.*
33. Chizhov, A. P., Andreev, V. E., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). Approbation of the system technology for improving well drilling under difficult mining conditions of Bashkortostan fields. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 952, 012039.*
34. Kotyakhov, F. I. (1977). Physics of oil and gas reservoirs. *Moscow: Nedra.*
35. Akhmetov, R. T., Kuleshova, L. S., Rabaev, R. U., et al. (2021). Filtering pore channels distribution density in Western Siberia. *SOCAR Proceedings, SI2, 221-228.*
36. Akhmetov, R. T., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S., et al. (2020). The choice of the correlating function of capillary pressure curves under conditions of reservoirs in Western Siberia. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 905, 012095.*
37. Mikhailov, N. N. (1992). Residual oil saturation of the developed. *Moscow: Nedra.*
38. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). On the use of geophysical research data aiming to increase the efficiency impact on the bottomhole zone of wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 905, 012084.*
39. Tulbovich, B. I. (1979). Methods for studying oil and gas reservoir rocks. *Moscow: Nedra.*
40. Batalov, D. A., Andreev, V. E., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Development regulation of oil and gas reservoirs based on effective geological and geophysical information. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 1064, 012055.*
41. Mikhailov, N. N., Gurbatova, I. P., Motorova, K. A., Sechina, L. S. (2016). New representations of wettability of oil and gas reservoirs. *Oil Industry, 7, 80-85.*
42. Akhmetov, R. T., Kuleshova, L. S., Veliyev, E. F., et al. (2022). Substantiation of an analytical model of reservoir pore channels hydraulic tortuosity in Western Siberia based on capillary research data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 333(7), 86-95.*

43. Mikhailov, N. N. Sechina, L. S., Savochkina, K. A. (2011). The effect of adsorbed hydrocarbons on the physicochemical activity of mudded reservoirs. *Karotazhnik*, 7, 173-179.

44. Gazizov, R. R., Chizhov, A. P., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil and gas well drilling technology based on the system approaches and the results of application. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012059.

45. Akhmetov, R. T., Malyarenko, A. M., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Quantitative assessment of hydraulic tortuosity of oil and gas reservoirs in Western Siberia based on capillarimetric studies. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.

Цифровая обработка и интерпретация результатов капиллярных исследований с целью построения функции распределения поровых каналов по размерам

*Р. Т. Ахметов, Л. С. Кулешова, Р. В. Вафин, В. В. Мухаметшин,
З. А. Гарифуллина, Л. Б. Ахметьянова, Р. А. Насырова*
Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной
технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

Реферат

Распределение поровых каналов пласта-коллектора по размерам во многом определяет такие фильтрационные параметры, как абсолютную и фазовые проницаемости, а также остаточную нефтенасыщенность продуктивного пласта. В данной работе представлена методика цифровой обработки данных капиллярных исследований с целью получения графика функции распределения поровых каналов коллектора по размерам. При этом использовано обобщенная математическая модель кривых капиллярного давления. Обобщенная модель позволяет повысить точность аппроксимации капиллярных кривых в области средних и малых размеров поровых каналов. В связи с этим, предлагаемая методика цифровой обработки позволяет повысить точность и оперативность построения функции распределения поровых каналов по размерам.

Ключевые слова: поровые каналы; плотность распределения; проницаемость; нефтенасыщенность; методика цифровой обработки.

Məsamə kanallarının ölçülərinə görə paylanma funksiyasının qurulması məqsədilə kapilyar tədqiqat nəticələrinin rəqəmsal işlənməsi və interpretasiyası

*R. T. Axmetov, L. S. Kuleşova, R. V. Vafin, V. V. Muxametşin,
Z. A. Qarifullina, L. B. Axmetyanova, R. A. Nasirova*
Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin Neft və Qaz İnstitutu (Oktyabrski filialı), Rusiya

Xülasə

Lay-kollektorunun məsamə kanallarının ölçülərinə görə paylanması əsasən mütləq və faza keçiriciliyi, həmçinin məhsuldar layın qalıq neft doyumluluğu kimi süzülmə parametrlərini müəyyənləşdirir. Məqəldə kollektorun məsamə kanallarının ölçülərinə görə paylanması funksiyasının qrafikinə əldə edilməsi məqsədilə kapilyar tədqiqat məlumatlarının rəqəmsal işlənmə metodikası təqdim olunmuşdur. Bununla yanaşı kapilyar təzyiqli ayrılmasının ümumiləşdirilmiş riyazi modelindən istifadə olunmuşdur. Ümumiləşdirilmiş model, məsamə kanallarının orta və kiçik ölçüləri sahəsində kapilyar ayrılmanın approksimasiyasının dəqiqliyini artırmağa imkan verir. Bu baxımdan, təklif olunan rəqəmsal işlənmə metodikası, məsamə kanallarının ölçülərinə görə paylanması funksiyasının qurulmasının dəqiqliyini və səmərəliliyini artırmağa imkan verir.

Açar sözlər: məsamə kanallar; paylanma sıxlığı; keçiricilik; neft doyumluluğu; rəqəmsal işlənmə metodikası.