



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

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Substantiation of the absolute permeability model taking into account the pore tortuosity factor according to the capillarimetric investigations results

R.T. Akhmetov, L.S. Kulshova, V.V. Mukhametshin*, P.M. Malyshev, A.R. Safiullina

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

ABSTRACT

The paper shows that the capillary pressure curves parameters of reservoirs in Western Siberia can be estimated with good accuracy by the formation residual water saturation value, and when quantifying the absolute permeability, the hydraulic tortuosity is taken into account as an inverse power function of effective porosity. It is shown that the proposed absolute permeability model makes it possible to estimate the reservoir permeability with sufficiently high accuracy.

KEYWORDS

Model; Permeability, Porosity; Hydraulic tortuosity; Capillary pressure curves; Residual water saturation.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Известно, что фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов оказывают существенное влияние на эффективность разработки месторождений нефти и газа [1–10].

Сведения о фильтрационных характеристиках коллекторов (проницаемость, удельная продуктивность и др.) необходимы при анализе [11–15] и компьютерном моделировании разработки [16–18], при прогнозе коэффициента нефтеотдачи [19–25], а также контроле за разработкой залежей нефти и газа [26–30].

В условиях месторождений Западной Сибири в стадии разведки и подсчета запасов нефти и газа проводятся массовые исследования параметров пластов-коллекторов (пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность), а также капилляриметрические исследования образцов керн [31, 32]. При этом образцы керн для исследований выбирают так, чтобы охватить весь диапазон изменения коллекторских свойств пласта.

При разработке нефтяных и газовых месторождений важное значение имеют не только абсолютная проницаемость, но и относительные и фазовые проницаемости для нефти, газа и воды при их совместной фильтрации [33, 34]. В настоящее время расчёт относительных проницаемостей проводится по результатам капилляриметрических исследований с использованием формул пред-

ложенных В.Р. Парселлом и Н.Т. Бурдаином [35].

В связи с вышеизложенным, проблема оценки проницаемости коллекторов по кривым капиллярного давления является важной и актуальной.

Методы и материалы

В данном случае представляется возможным использование моделей, учитывающих помимо пористости структуру пустотного пространства коллекторов (фактор извилистости, распределение и степень неоднородности поровых каналов по размерам).

Для расчета коэффициента абсолютной проницаемости по кривым капиллярного давления воспользуемся формулой В. Парселля [36]:

$$K_{np} = \frac{K_n}{8T_z^2} (2\sigma \cos\theta)^2 \int_{K_w}^{1.0} \frac{dK_w}{p^2(K_w)}, \quad (1)$$

где K_n – пористость; T_z – гидравлическая извилистость; σ – поверхностное натяжение; θ – угол смачивания; K_w – остаточная водонасыщенность; K_w – текущая водонасыщенность; p – капиллярное давление.

Исследования показывают, что кривые капиллярного давления в условиях коллекторов Западной Сибири с точностью, достаточной для практических целей, аппроксимируются функцией Брукса-Кори [37, 38]:

$$K_e = K_w + (1 - K_w) \left(\frac{p_0}{p_c} \right)^\alpha, \quad (2)$$

где p_0 – начальное капиллярное давление, соответствующее началу процесса вытеснения при капилляриметрии;

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

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI100639>

p_k – капиллярное давление; α – показатель крутизны капиллярных кривых.

Из формулы (2) выразим капиллярное давление как функцию текущей водонасыщенности:

$$p_k = p_0 \left(\frac{K_s - K_{so}}{1 - K_{so}} \right)^{\frac{1}{\alpha}} = p_0 (K)^{\frac{1}{\alpha}}, \quad (3)$$

где $K_s^* = \frac{K_s - K_{so}}{1 - K_{so}}$.

Выражение (3) для капиллярного давления подставим в формулу (1):

$$K_{np} = \frac{K_n}{8T_z^2} (2\sigma \cos \theta)^2 \int_{K_{so}}^{1,0} \frac{dK_s}{p^2 (K_s^*)^{\frac{2}{\alpha}}}. \quad (4)$$

В подынтегральном выражении сделаем замену переменных:

$$K_s^* = \frac{K_s - K_{so}}{1 - K_{so}}.$$

Тогда $dK_s = (1 - K_{so}) dK_s^*$;

При $K_s = K_{so}$, имеем $K_s^* = 0$, а при $K_s = 1,0$ имеем $K_s^* = 1$. Вычислим интеграл в формуле (4):

$$\int_{K_{so}}^{1,0} \frac{dK_s}{p^2 (K_s^*)^{\frac{2}{\alpha}}} = \frac{(1 - K_{so})}{p_0^2} \int_0^1 \frac{dK_s^*}{(K_s^*)^{\frac{2}{\alpha}}} = \frac{(1 - K_{so}) (K_s^*)^{\frac{2}{\alpha} - 1}}{p_0^2 \left(\frac{2}{\alpha} - 1 \right)} \Big|_0^1 = \frac{1 - K_{so}}{p_0^2} \frac{\alpha}{\alpha + 2};$$

Подставим значение интеграла в формулу (1):

$$K_{np} = \frac{K_{n,з}}{8T_z^2} S, \quad (5)$$

где $S = r_m^2$; $K_{n,з} = K_n (1 - K_{so})$ – эффективная пористость; $r_m = \frac{2\sigma \cos \theta}{p_0}$ – максимальный радиус поровых каналов образца породы.

В настоящее время для количественной оценки коэффициента проницаемости используются многомерные связи, предложенные различными исследователями. Примерами таких зависимостей являются формулы Козени-Кармана, Тимура, Котес-Дюмануара и др.

Указанные формулы представляют собой зависимости абсолютной проницаемости от пористости и остаточной водонасыщенности.

При этом специалисту необходимо выбрать и настроить модель проницаемости к условиям конкретного пласта.

Настройка модели к условиям пласта производится путем использования данных лабораторных исследований проницаемости, пористости и остаточной водонасыщенности образцов керн.

По нашему мнению, результаты капиллярных исследований содержат информацию о структуре и характере связи между фильтрационными и емкостными свойствами продуктивного пласта. Поэтому модели проницаемости, полученные на основе капиллярных исследований, являются оптимальными, поскольку они автоматически настраиваются к условиям конкретного продуктивного пласта.

В данном случае учитывается общий объём ($K_{n,з}$), извилистость (T_z), абсолютные размеры (r_m) и неоднородность фильтрующих каналов по размерам (α).

Результаты и обсуждение

Рассмотрим связи этих параметров с емкостными свойствами продуктивного пласта.

Наши исследования показывают, что максимальный радиус поровых каналов образца породы определяется остаточной водонасыщенностью (K_{so}) и неоднородностью поровых каналов по размерам [39, 40]:

$$r_m = 2\sigma \frac{\alpha + 2}{\alpha + 1} \frac{1 - K_{so}}{K_{so}}, \quad (6)$$

где σ – толщина пленки остаточной воды.

Теперь получим выражение для S в формуле (5):

$$S = \frac{\alpha}{\alpha + 2} r_m^2 = \frac{\alpha}{\alpha + 2} \cdot 4\sigma^2 \frac{(\alpha + 2)^2}{(\alpha + 1)^2} \left(\frac{1 - K_{so}}{K_{so}} \right)^2 = 4\sigma^2 F(\alpha) \left(\frac{1 - K_{so}}{K_{so}} \right)^2, \quad (7)$$

где $F(\alpha) = \frac{\alpha(\alpha + 2)}{(\alpha + 1)^2}$.

Как было отмечено выше, параметр α характеризуют степень неоднородности поровых каналов по размерам. С увеличением α неоднородность возрастает.

Анализ показывает, что величина α находится в тесной зависимости от коэффициента остаточной водонасыщенности.

На рисунке 1 дано сопоставление функции $F(\alpha)$ от комплексного параметра $(1 - K_{so})/K_{so}$ в логарифмической системе координат по данным лабораторных исследований образцов керн Урьевского месторождения Западной Сибири.

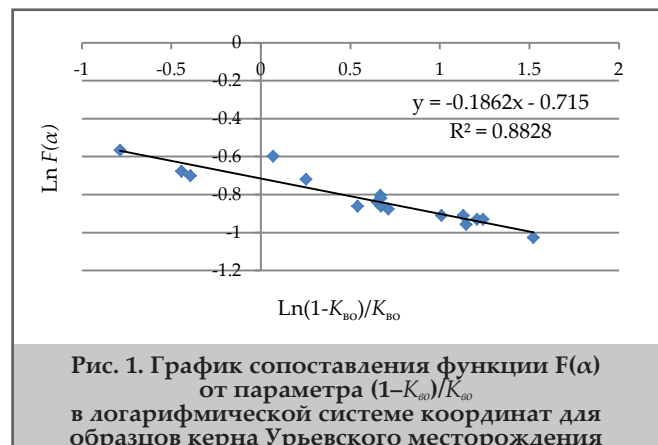
Как видно из графика сопоставления между логарифмами указанных параметров имеет место достаточно тесная линейная связь.

Резюмируя вышеизложенное отметим, что значение (S) интеграла в формуле (5) определяется в первую очередь величиной параметра $(1 - K_{so})/K_{so}$.

На рисунке 2 даны сопоставления параметра (S) от соотношения $(1 - K_{so})/K_{so}$ для продуктивных пластов трех месторождений Западной Сибири: Урьевское, Северо-Поточное, Лас-Еганское.

Из рассмотрения графиков сопоставления следует, что между указанными параметрами в логарифмической системе координат имеет место тесная корреляционная зависимость.

Таким образом, если определить K_{so} , например, по данным геофизических исследований скважин, то по ней можно прогнозировать числовые значения интеграла (S)



в формуле (5) для абсолютной проницаемости продуктивного пласта.

Рассмотрим вопросы количественной оценки гидравлической извилистости.

На основе анализа математических моделей для сред с различной геометрией авторами установлено, что электрическая извилистость выражается обратной степенной функции от коэффициента открытой пористости.

Если электрическая извилистость определяется коэффициентом открытой пористости, то гидравлическая извилистость – той частью порового пространства, по которой происходит движение флюида: для водонасыщенного коллектора – это эффективная пористость, а для продуктивного пласта – динамическая пористость.

Как было отмечено выше, в условиях Западной Сибири для любого месторождения на коллекции образцов керн из продуктивного пласта в лабораторных условиях получают кривые капиллярного давления, а также значения пористости и проницаемости.

На основе комплексной статистической обработки данных капиллярных исследований и фильтрационно-емкостных характеристик пласта определяют параметры аналитической модели извилистости.

Ниже представлены математические модели гидравлической извилистости, полученные нами в результате статистической обработки данных капилляриметрических исследований образцов керн отдельных месторождений Западной Сибири:

1. Урьевское месторождение – $T_z^2 = \frac{13.3}{K_{н.э}^{0.23}}$;
2. Северо-Поточное месторождение – $T_z^2 = \frac{13.3}{K_{н.э}^{0.23}}$;
3. Лас-Еганское месторождение – $T_z^2 = \frac{10.4}{K_{н.э}^{0.75}}$.

С использованием представленных моделей гидравлической извилистости и значений интеграла S через соотношение $(1-K_{во})/K_{во}$ (см. рис. 2) для каждого образца керн нами рассчитаны величины абсолютной проницаемости

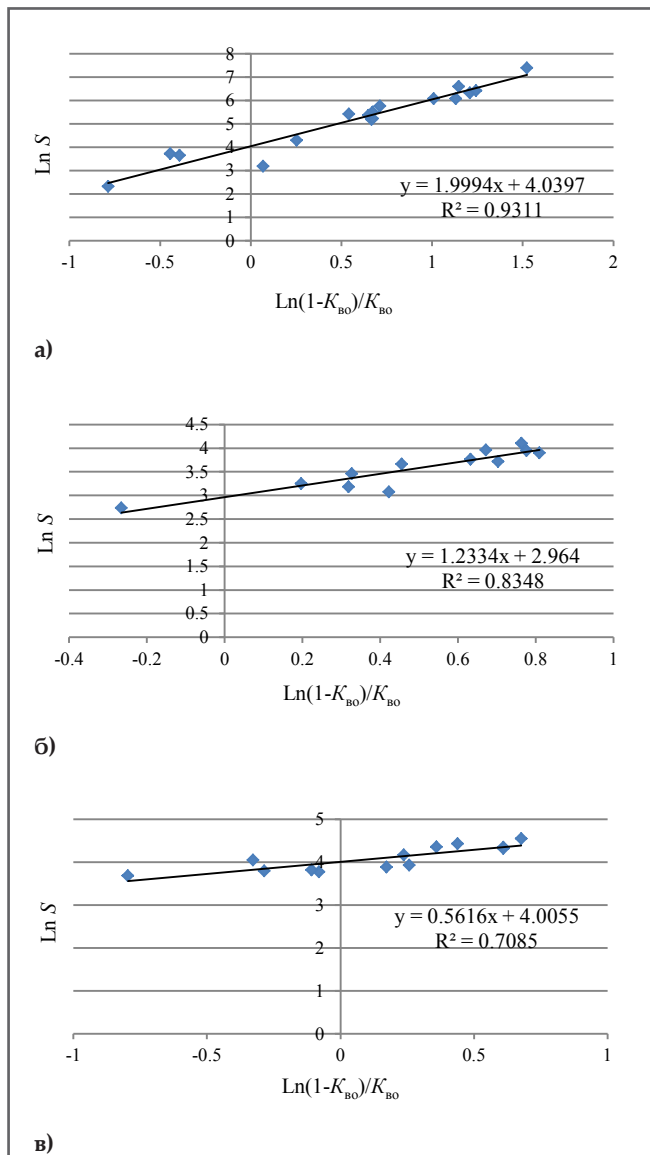


Рис. 2. График сопоставления параметра S и соотношения $(1-K_{во})/K_{во}$ в логарифмической системе координат: а) Урьевское месторождение, б) Северо-Поточное месторождение, в) Лас-Еганское месторождение

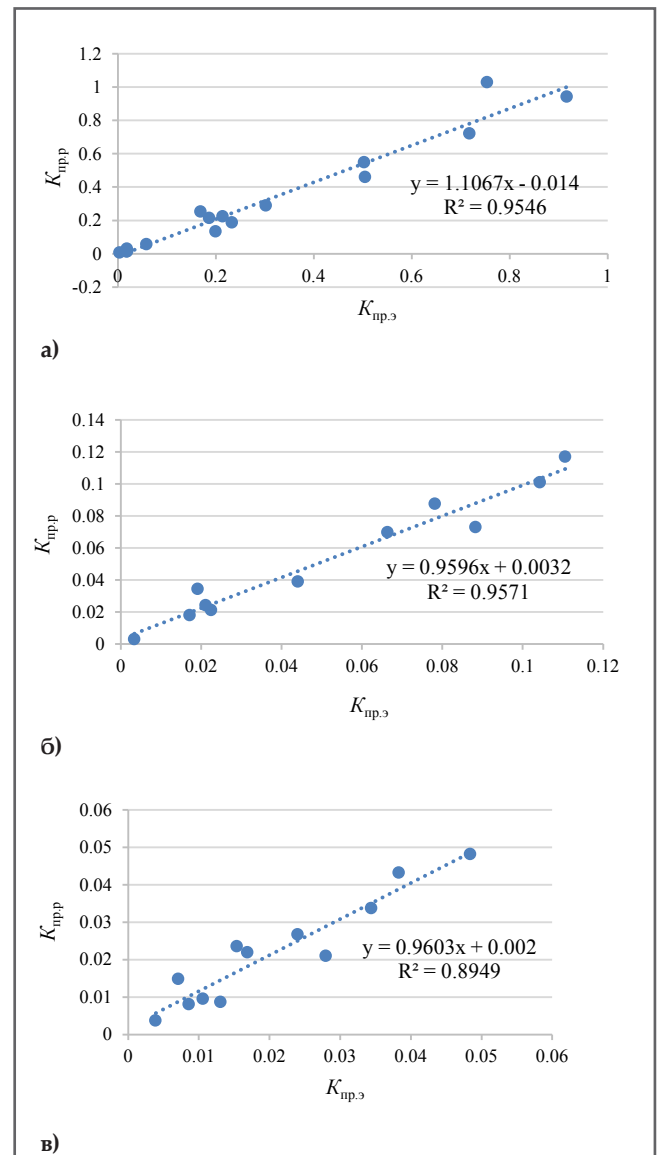


Рис. 3. График сопоставления расчетных значений проницаемости с экспериментальными значениями месторождений Западной Сибири: а) Урьевское месторождение, б) Северо-Поточное месторождение, в) Лас-Еганское месторождение

мости по формуле (5).

На рисунке 3 даны графики сопоставления расчётных значений проницаемости с данными экспериментальных исследований для трех месторождений Западной Сибири: Урьевское, Северо-Поточное и Лас-Еганское.

Как следует из рассмотрения графиков сопоставления, расчётные значения проницаемости хорошо согласуются с экспериментальными значениями.

При этом коэффициент корреляции достаточно высокий и составляет $R = 0.95-0.99$.

Выводы

1. Параметры кривых капиллярного давления коллекторов Западной Сибири (α , gm) с точностью достаточной для практических целей можно оценить по величине остаточной водонасыщенности.
2. Гидравлическая извилистость поровых каналов выражается обратной степенной функцией от эффективной пористости, параметры функции можно оценить путем статистической обработки данных капилляриметрических исследований.
3. Абсолютная проницаемость, рассчитанная с учетом гидравлической извилистости, хорошо согласуется с данными экспериментальных исследований.

Литература

1. Михайлов, Н.Н. (2011). Петрофизическое обеспечение новых технологий доизвлечения остаточной нефти из техногенно измененных залежей. *Каротажник*, 7(205), 126-137.
2. 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.
3. Грищенко, В.А., Циклис, И.М., Мухаметшин, В.Ш. и др. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.
4. Фаттахов, И.Г., Кулешова, Л.С., Бахтизин, Р.Н. и др. (2021). Комплексирование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.
5. 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.
6. Экономидес, М., Олини, Р., Валько, П. (2007). Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: наведение мостов между теорией и практикой. *Ижевск: Институт компьютерных исследований*.
7. 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.
8. Якупов, Р.Ф., Хакимзянов, И.Н., Мухаметшин, В.В. и др. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.
9. Велиев, Э.Ф. (2021). Применение амфифильных блок-полимерных систем для эмульсионного заводнения пласта. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.
10. Дмитриевский, А.Н. (2017). Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России. *Нефтяное хозяйство*, 5, 6-7.
11. Мухаметшин, В.Ш., Хакимзянов, И.Н., Бахтизин, Р.Н. и др. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.
12. Грищенко, В.А., Асылгареев, И.Н., Бахтизин, Р.Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.
13. Муслимов, Р.Х. (2008). Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии. *Нефтяное хозяйство*, 3, 30-35.
14. Велиев, Э.Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.
15. Collins, P.M., Dusseault, M.B., Dorscher, D., Kueber, E. (2008, March). Implementing CHOPS in the Karazhanbas heavy oil field. Paper 2008-500. In *World Heavy Oil Congress*.
16. Мухаметшин, В.В., Бахтизин, Р.Н., Кулешова, Л.С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.
17. Хакимзянов, И.Н., Мухаметшин, В.Ш., Бахтизин, Р.Н. и др. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
18. Велиев, Э.Ф., Алиев, А.А., Маммедбеги, Т.Е. (2021). Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
19. 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.

20. Грищенко, В.А., Позднякова, Т.В., Мухамадиев, Б.М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

21. Муслимов, Р.Х. (1999). Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. *Казань: Изд-во Казанского университета*.

22. Сургучев, М.Л. (1985). Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. *Москва: Недра*.

23. 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.

24. Грищенко, В.А., Гареев, Р.Р., Циклис, И.М. и др. (2021). Расширение круга льготизируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

25. Велиев, Э.Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

26. Olarte, J.D., Haldar, S., Said, R., et al. (2011, May). New approach of water shut off techniques in open holes - and world first applications of using fiber optic services with tension-compression sub. In: *SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

27. Рабаев, Р.У., Чибисов, А.В., Котенев, А.Ю., и др. (2021). Математическое моделирование растворения карбонатных коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

28. Хузин, Р.Р., Бахтизин, Р.Н., Андреев, В.Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

29. Лейк, Ларри. (2005). Основы методов увеличения нефтеотдачи. *Остин: Техасский университет*.

30. Каиевская, Р.Д. (1999). Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. *Москва: Недра-Бизнесцентр*.

31. Ахметов, Р.Т., Мухаметшин, В.В., Андреев, А.В. и др. (2017). Некоторые результаты опробования методики прогноза показателя смачиваемости продуктивных пластов. *SOCAR Proceedings*, 4, 83-87.

32. 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.

33. Муслимов, Р.Х. (2009). Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. *Казань: ФЭН*.

34. Лысенко, В.Д. (2009). Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. *Москва: Недра-Бизнесцентр*.

35. Purcell, W.R. (1949). Capillary pressures - their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom. *Trans AIME*, 186.

36. Ромм, Е.С. (1985). Структурные модели порового пространства горных пород. *Ленинград: Недра*.

37. Ахметов, Р.Т., Маляренко, А.М., Кулешова, Л.С., и др. (2021). Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.

38. Akhmetov, R.T., Mukhametshin, V.V. (2018). Range of application of the Brooks-Corey model for approximation of capillary curves in reservoirs of Western Siberia. *Advances in Engineering Research*, 157, 5-8.

39. Ахметов, Р.Т., Андреев, А.В., Мухаметшин, В.В. (2017). Методика прогноза остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по данным геофизических исследований для оценки эффективности применения нанотехнологий. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(5), 116-133.

40. Akhmetov, R.T., Kuleshova, L.S., Mukhametshin, V.V. (2019). Application of the Brooks-Corey model in the conditions of lower cretaceous deposits in terrigenous reservoirs of Western Siberia. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560, 012004, 1-4.

References

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. Fattakhov, I.G., Kuleshova, L.S., Bakhtizin, R.N., et al. (2021). Complexing the hydraulic fracturing simulation results when hybrid acid-propant treatment performing and with the simultaneous hydraulic fracture initiation in separated intervals. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.
5. 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.
6. Economides, M., Oligney, R., & Valkó, P. (2007). Unified fracture design bridging the gap between theory and practice. *Izhevsk: Institute of Computer Research*.
7. 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.
8. Yakupov, R.F., Khakimzyanov, I.N., Mukhametshin, V.V., Kuleshova, L.S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.
9. Veliyev, E.F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.
10. Dmitrievsky, A.N. (2017). Resource-innovative strategy for the development of the russian economy. *Oil Industry*, 5, 6-7.
11. 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.
12. Grishchenko, V.A., Asylgareev, I.N., Bakhtizin, R.N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.
13. Muslimov, R.Kh. (2008). Methods of increasing an oil fields development efficiency at a late stage. *Oil Industry*, 3, 30-35.
14. Veliyev, E.F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and development of oil and gas fields*, 1(78), 61-72.
15. Collins, P.M., Dusseault, M.B., Dorscher, D., Kueber, E. (2008, March). Implementing CHOPS in the Karazhanbas heavy oil field. Paper 2008-500. In: *World Heavy Oil Congress*.
16. Mukhametshin, V.V., Bakhtizin, R.N., Kuleshova, L.S., et al. (2021). Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.
17. 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.
18. Veliyev, E.F., Aliyev, A.A., Mammadbayli, T.E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention techniques implementation. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
19. 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.
20. Grishchenko, V.A., Pozdnyakova, T.V., Mukhamadiyev, B.M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the tournaisian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.
21. Muslimov, R.Kh. (1999). Planning additional production and evaluating the effectiveness of methods to increase oil recovery. *Kazan: Kazan University Publ.*
22. Surguchev, M.L. (1985). Secondary and tertiary methods of increasing oil recovery. *Moscow: Nedra*.
23. 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.
24. Grishchenko, V.A., Gareev, R.R., Tsiklis, I.M., et al. (2021). Expanding the amount of preferential royalty facilities with hard-to-recover oil reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.
25. Veliyev, E.F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
26. Olarte, J.D., Haldar, S., Said, R., et al. (2011, May). New approach of water shut off techniques in open holes - and world first applications of using fiber optic services with tension-compression sub. In: *SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
27. Rabaev, R.U., Chibisov, A.V., Kotenev, A.Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

28. Khuzin, R.R., Bakhtizin, R.N., Andreev, V.E., et al. (2021). Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.
29. Lake, Larry. (2005). Fundamentals of methods for increasing oil recovery. *Austin: University of Texas*.
30. Kanevskaya, R.D. (1999). Mathematical modeling of oil and gas field development using hydraulic fracturing. *Moscow: Nedra-Business Center*.
31. Akhmetov, R.T., Mukhametshin, V.V., Andreev, A.V. Sultanov, Sh.Kh. (2017). Some testing results of productive strata wettability index forecasting technique. *SOCAR Proceedings*, 4, 83-87.
32. 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.
33. Muslimov, R.Kh. (2009). Features of exploration and development of oil fields in a market economy. *Kazan: FEN*.
34. Lysenko, V.D. (2009). Development of oil fields. Effective methods. *Moscow: Nedra-Business Center*.
35. Purcell, W.R. (1949). Capillary pressures - their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom. *Trans AIME*, 186.
36. Romm, E.S. (1985). Structural models of the pore space of rocks. *Leningrad: Nedra*.
37. 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.
38. Akhmetov, R.T., Mukhametshin, V.V. (2018). Range of application of the Brooks-Corey model for approximation of capillary curves in reservoirs of Western Siberia. *Advances in Engineering Research*, 157, 5-8.
39. Akhmetov, R.T., Andreev, A.V., Mukhametshin, V.V. (2017). Residual oil saturation and the displacement factor prediction methodology based on geophysical studies data to evaluate efficiency of nanotechnologies application. *Nanotechnologies in Construction*, 9(5), 116-133.
40. Akhmetov, R.T., Kuleshova, L.S., Mukhametshin, V.V. (2019). Application of the Brooks-Corey model in the conditions of lower cretaceous deposits in terrigenous reservoirs of Western Siberia. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560, 012004, 1-4.

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. Мальшев, А.Р. Сафиуллина
Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

В работе показано, что параметры кривых капиллярного давления коллекторов Западной Сибири с хорошей точностью могут быть оценены по величине остаточной водонасыщенности пласта, а при количественной оценке абсолютной проницаемости гидравлическая извилистость учитывается как обратнo-степенная функция от эффективной пористости. Показано, что предлагаемая модель абсолютной проницаемости позволяет с достаточно высокой точностью оценить проницаемость пласта-коллектора.

Ключевые слова: модель; проницаемость; пористость; гидравлическая извилистость; кривые капиллярного давления; остаточная водонасыщенность.

Kapilyarimetrik tədqiqat məlumatlarına əsasən məsamə kanallarının əyrilik amilinin nəzərə alınması ilə mütləq keçiricilik modelinin əsaslandırılması

R.T. Axmetov, L.S. Kuleşova, V.V. Muxametşin, P.M. Malışev, A.R. Safiullina
Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Məqalədə göstərilmişdir ki, Qərbi Sibir kollektorlarının kapilyar təzyiç əyrilərinin parametrləri layın qalıq su ilə doyma göstəricilərinə görə yaxşı dəqiqliklə qiymətləndirilə bilər, mütləq keçiriciliyin kəmiyyət qiymətləndirməsi zamanı isə hidravlik əyrilik effektiv məsaməliliyin tərs qüvvət funksiyası kimi nəzərə alınır. Göstərilmişdir ki, təklif olunan mütləq keçiricilik modeli kollektor layın keçiriciliyinin kifayət qədər yüksək dəqiqliklə qiymətləndirilməsinə imkan verir.

Açar sözlər: model; keçiricilik; məsaməlilik; hidravlik əyrilik; kapilyar təzyiç əyriləri; qalıq su ilə doyma.