

ПЛОТНОСТЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРОВЫХ КАНАЛОВ ПО РАЗМЕРАМ ПЛАСТОВ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

PORE CHANNELS DISTRIBUTION DENSITY BY THE WESTERN SIBERIA RESERVOIR ROCK SIZES

Р. Т. Ахметов
Rasul T. Akhmetov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет, филиал,
г. Октябрьский,
Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University, Branch,
Oktyabrsky, Russian Federation

Л. С. Кулешова
Lyubov S. Kuleshova

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет, филиал,
г. Октябрьский,
Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University, Branch,
Oktyabrsky, Russian Federation

В. В. Мухаметшин
Vyacheslav V. Mukhametshin

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum Technological
University,
Ufa, Russian Federation

В работе рассмотрена взаимосвязь между фильтрационными свойствами и плотностью распределения фильтрующих каналов пласта-коллектора. При этом использована модель Брукс-Кори, позволяющая аппроксимировать с хорошей точностью капиллярные кривые, полученные в лабораторных условиях для продуктивного пласта БВ6 Лас-Еганского месторождения. Показано, что моменты распределения поровых каналов коллекторов Западной Сибири полностью определяются параметрами аппроксимационной модели. При известной величине абсолютной проницаемости сначала оцениваются параметры модели Брукс-Кори, а далее определяются моменты распределения фильтрационных каналов. В работе представлены выражения, позволяющие перейти от параметров модели Брукс-Кори к моментам распределения поровых каналов по радиусам. Представлены графики плотности распределения поровых каналов для различных значений абсолютной проницаемости.

The paper discusses the relationship between the filtration properties and the reservoir filter channels distribution density. In this case, the Brooks-Corey model was used, allowing the capillary curves obtained in laboratory conditions for the Las-Egansk field BV6 reservoir approximating with good accuracy. It is shown that the pore channels of collectors in Western Siberia distribution moments are completely determined by the approximation model parameters. With a known absolute permeability, the parameters of the Brooks-Corey model are estimated first, and then the filtration channels moments of distribution are determined. The paper presents expressions that allow one to proceed from the Brooks-Corey model parameters to the pore channels distribution moments over radii. Graphs of pore channels distribution density are presented for various absolute permeability values.

Известно, что распределение поровых каналов коллектора по размерам можно построить по данным капилляриметрических исследований образцов керна из продуктивного пласта.

В основе капилляриметрического метода изучения структуры пустотного пространства

лежит положение о том, что при воздействии на водонасыщенный образец определенного внешнего давления (например воздуха в капилляриметре или центробежных или в центрифуге) вода выдавливается из пор определенного размера.

Ключевые слова

поровые каналы,
абсолютная проницаемость,
плотность распределения
поровых каналов,
капилляриметрические
исследования,
аппроксимационные модели

Key words

pore channels,
absolute permeability,
pore channels distribution density,
capillarymetric studies,
approximation models

Так как пустотное пространство пород представлено семейством капилляров различных размеров, то в начале при самых низких давлениях, действующих на образец, вода выдавливается из капилляров наибольшего сечения, а в последующем по мере увеличения капиллярного давления осуществляется более широкий охват семейства капилляров вплоть до самых мелких, заполненных остаточной водой. Результатом эксперимента по изучению капиллярных свойств образцов является эмпирическая зависимость водонасыщенности образцов керна от капиллярного давления.

На основе данной зависимости определяются распределение пор по размерам и долевое участие в фильтрации пор разных размеров.

Информация о плотности распределения поровых каналов особенно необходима при прогнозе относительных проницаемостей пласта-коллектора, поскольку движение нефти и воды при заводнении пласта происходит по различным фильтрационным каналам. Например, в гидрофильных пластах нефть движется по наиболее крупным каналам, а вода, соответственно, преимущественно по каналом малых размеров.

В данной работе показано, что момент распределения поровых каналов коллекторов Западной Сибири полностью определяется параметрами аппроксимационной модели капиллярных кривых, предложенной исследователями Брукс и Кори.

В работе использованы данные капилляриметрических исследований образцов керна из продуктивного пласта БВ6 Лас-Еганского месторождения.

Параметры аппроксимационной модели и моменты распределения поровых каналов по размерам получены путем статистической обработки данных экспериментальных исследований кривых капиллярного давления.

Для анализа структуры пустотного пространства продуктивного пласта необходимо располагать обобщенными аналитическими связями между коллекторскими свойствами и результатами капилляриметрических исследований керна. Существует большое количество моделей, аппроксимирующих всю совокупность капиллярных кривых [1–5]. Однако наибольшее распространение получила модель Брукс-Кори, которая позволяет получить наилучшую сходимость с экспериментальными данными:

$$K_v = K_{vo} + (1 - K_{vo}) \cdot \left(\frac{P_n}{P_k} \right)^\alpha, \quad (1)$$

где K_v — водонасыщенность; K_{vo} — остаточная водонасыщенность; P_n — начальное (входное) капиллярное давление; P_k — капиллярное давление; α — коэффициент кривизны (крутизна) капиллярных кривых.

Перепишем формулу (1) в следующем виде:

$$\frac{K_v - K_{vo}}{1 - K_{vo}} = \left(\frac{P_n}{P_k} \right)^\alpha. \quad (2)$$

Если мы имеем два значения текущей водонасыщенности для соответствующих значений капиллярного давления в пределах платообразного участка, то по формуле (2) можно оценить величины параметров α и P_n .

Анализ данных капиллярных исследований пласта БВ6 Лас-Еганского месторождения показал, что значения текущих водонасыщенностей капиллярных кривых при фиксированных значениях капиллярного давления хорошо коррелируются с логарифмом коэффициента абсолютной проницаемости в соответствии с формулой:

$$K_v = \ln \left(\frac{m}{K_{пр}^n} \right), \quad (3)$$

где m и n — коэффициенты, зависящие только от капиллярного давления; $K_{пр}$ — коэффициент абсолютной проницаемости.

Таким образом, при известном значении абсолютной проницаемости породы можно с высокой точностью оценить текущую водонасыщенность для фиксированных значений капиллярного давления.

Далее, подставив значения текущих водонасыщенностей для конкретных значений капиллярного давления в выражение (2), можно оценить параметры модели Брукс-Кори: α и P_n .

Перейдем от модели Брукс-Кори к распределению поровых каналов по размерам. Для этого, пользуясь формулой Лапласа, отношение капиллярных давлений в формуле (1) заменим соответствующим отношением радиусов фильтрующих каналов:

$$K_v = K_{vo} + (1 - K_{vo}) \cdot \left(\frac{r}{r_m} \right)^\alpha, \quad (4)$$

где r — радиус капилляра, соответствующего давления P_k ; r_m — максимальный радиус, соответствующий начальному (входному) капиллярному давлению P_n .

Заметим, что из формулы (2) следует, что

$$G(r) = \left(\frac{r}{r_m} \right)^\alpha,$$

где $G(r)$ — интегральная функция распределения размеров поровых каналов эффективной части пустотного пространства.

Перейдем к плотности распределения. Для этого формулу (2) преобразуем к следующему виду:

$$K_B = K_{B0} + (1 - K_{B0}) \cdot \int_0^r \frac{\alpha}{r_m^\alpha} \cdot r^{\alpha-1} dr. \quad (5)$$

Таким образом, для плотности распределения поровых каналов по размерам $g(r)$ получим следующую формулу [6–8]:

$$g(r) = \frac{\alpha}{r_m} \left(\frac{r}{r_m} \right)^{\alpha-1}. \quad (6)$$

Средний радиус (\bar{r}) и дисперсии (D) распределения (3) выражаются следующими формулами:

$$\bar{r} = \frac{\alpha}{\alpha + 1} \cdot r_m; \quad (7)$$

$$D = \frac{\alpha}{(\alpha + 1)^2 (\alpha + 2)} \cdot r_m^2. \quad (8)$$

В условиях пластов коллекторов Западной Сибири при известной величине абсолютной проницаемости можно оценить параметры аппроксимационной модели Брукс-Кори [9–12].

В соответствии с формулами (7) и (8) эти же параметры определяют средний радиус и дисперсию распределения поровых каналов пласта.

На рисунках 1–3 в качестве примера представлены графики плотности распределения поровых каналов для пласта БВ6 Лас-Еганского месторождения Западной Сибири, полученные по предлагаемой методике для различных значений коэффициента абсолютной проницаемости.

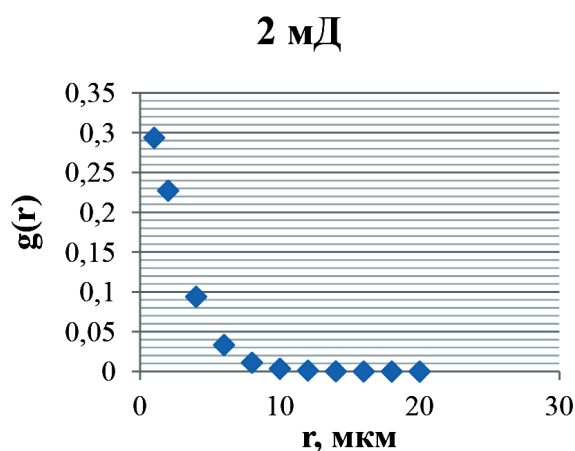


Рисунок 1. Плотность распределения поровых каналов при значении абсолютной проницаемости 2 мД

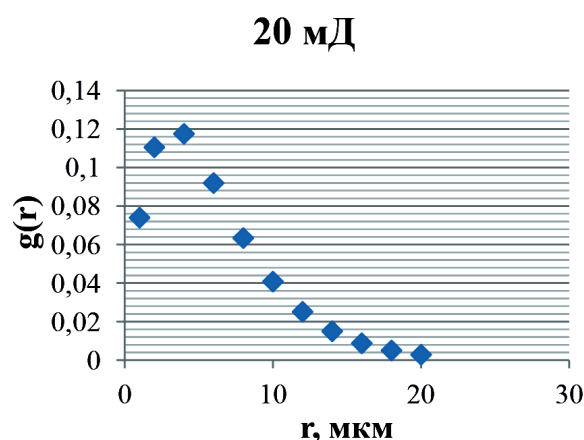


Рисунок 2. Плотность распределения поровых каналов при значении абсолютной проницаемости 20 мД

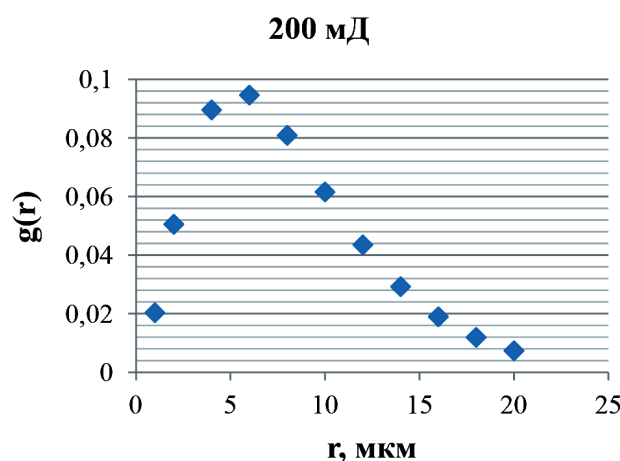


Рисунок 3. Плотность распределения поровых каналов при значении абсолютной проницаемости 200 мД

Вывод

Таким образом, по величине абсолютной проницаемости пласта коллектора можно оценить параметры аппроксимационной модели Брукс-Кори.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic Properties of Porous Media // *Colorado State University Hydrology*. 1964. № 3.
2. Adams S.J., Van den Oord R.J. Capillary Pressure and Saturation-Height Functions // Report EP 93-0001 SIPM BV. 1993.
3. Tiab D., Donaldson E.C. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Houston, TX: Gulf Publishing, 1999. 608 p.
4. Inc. Baker Hughes. *Introduction to Wireline Log Analysis (Baker Atlas)*. 1995.
5. Schumberger. *Log Interpretation Principles/Applications*. 1989.
6. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.В., Андреев А.В. Интерпретация кривых капиллярного давления при смешанной смачиваемости // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2017. № 4. С. 40–43.
7. Ахметов Р.Т., Андреев А.В., Мухаметшин В.В. Методика прогноза остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по данным геофизических исследований для оценки эффективности применения нанотехнологий // *Нанотехнологии в строительстве*. 2017. Т. 9. № 5. С. 116–133. DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-5-116-133.
8. Зейгман Ю.В., Лысенков А.В., Мухаметшин В.В., Султанов Ш.Х., Котенёв Ю.А. К вопросу выбора технологии кислотного воздействия для интенсификации добычи нефти // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2017. № 6. С. 44–50.
9. Мухаметшин В.Ш. Зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин при разработке низкопродуктивных карбонатных залежей // *Нефтяное хозяйство*. 1989. № 12. С. 26–29.
10. Мухаметшин В.Ш., Андреев В.Е., Ахметов Р.Т. Повышение эффективности использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // *Нефтегазовое дело*. 2015. Т. 13. № 4. С. 122–125. DOI: 10.17122/ngdelo-2015-4-122-125.
11. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. Учет влияния гидрофобизации на остаточную нефтенасыщенность продуктивных пластов Западной Сибири // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2018. № 10. С. 52–55. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-10-52-55.
12. Goryunova M.V., Kuleshova L.S., Khakimova A.I. Application of signal analysis for diagnostics International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM 2017). Saint Petersburg: IEEE. P. 1–5. DOI: 10.1109/ICIEAM.2017.8076487.

Параметры аппроксимационной модели капиллярных кривых однозначно связаны с плотностью распределения поровых каналов по размерам. Это обстоятельство позволяет оценить по величине абсолютной проницаемости распределение поровых каналов по размерам.

REFERENCES

1. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic Properties of Porous Media. *Colorado State University Hydrology*. 1964. No. 3.
2. Adams S.J., Van den Oord R.J. Capillary Pressure and Saturation-Height Functions. *Report EP 93-0001 SIPM BV*. 1993.
3. Tiab D., Donaldson E.C. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Houston, TX: Gulf Publishing, 1999. 608 p.
4. Inc. Baker Hughes. *Introduction to Wireline Log Analysis (Baker Atlas)*. 1995.
5. Schumberger. *Log Interpretation Principles/Applications*. 1989.
6. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Andreev A.V. Interpretatsiya krivyykh kapillyarnogo davleniya pri smeshannoy smachivaemosti [Interpretation Of Capillary Pressure Curves In Case Of Mixed-Wettability]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2017, No. 4, pp. 40–43. [in Russian].
7. Akhmetov R.T., Andreev A.V., Mukhametshin V.V. Metodika prognoza ostatochnoy neftenasyshchennosti i koeffitsienta vytesneniya po dannym geofizicheskikh issledovaniy dlya otsenki effektivnosti primeneniya nanotekhnologiy [Residual Oil Saturation and the Displacement Factor Prediction Methodology Based on Geophysical Studies Data to Evaluate Efficiency of Nanotechnologies Application]. *Nanotekhnologii v stroitel'stve — Nanotechnologies in Construction*, 2017, Vol. 9, No. 5, pp. 116–133, DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-5-116-133. [in Russian].
8. Zeigman Yu.V., Lysenkov A.V., Mukhametshin V.V., Sultanov Sh.Kh., Kotenev Yu.A. K voprosu vybora tekhnologii kislotnogo vozdeystviya dlya intensivatsii dobychi nefti [Some Aspects of an Acidizing Technology Choice to Enhance Oil Production]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2017, No. 6, pp. 44–50. [in Russian].
9. Mukhametshin V.Sh. Zavisimost' nefteizvlecheniya ot plotnosti setki skvazhin pri razrabotke nizkoproduktivnykh karbonatnykh zalezhey [Dependence of Crude-Oil Recovery on the Well Spacing Density during Development of Low-Producing Carbonate Deposits]. *Neftyanoe khozyaystvo — Oil Industry*, 1989, No. 12, pp. 26-29. [in Russian].
10. Mukhametshin V.Sh., Andreev V.E., Akhmetov R.T. Povyshenie effektivnosti ispol'zovaniya resursnoy bazy mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemymi zapasami nefti [Increase of Resource Base Usage Efficiency in Hard Removable Oil Fields]. *Neftegazovoe delo — Oil and Gas Business*, 2015, Vol. 13, No. 4, pp. 122–125, DOI: 10.17122/ngdelo-2015-4-122-125. [in Russian].

11. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Uchet vliyaniya gidrofobizatsii na ostatochnuyu nefenasyshchennost' produktivnykh plastov Zapadnoy Sibiri [Accounting of Hydrofobization Influence on the Residual Oil Saturation of the Western Siberia Productive Formations]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy — Geology, Geophysics and Development*

of Oil and Gas Fields, 2018, No. 10, pp. 52–55, DOI: 10.30713/2413-5011-2018-10-52-55. [in Russian].

12. Goryunova M.V., Kuleshova L.S., Khakimova A.I. Application of Signal Analysis for Diagnostics. *International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM 2017)*, Saint Petersburg: IEEE, pp. 1–5. DOI: 10.1109/ICIEAM.2017.8076487.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Ахметов Расуль Тухбатулович, канд. техн. наук, профессор, заместитель заведующего кафедрой «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

Rasul T. Akhmetov, Candidate of Engineering Sciences, Professor, Deputy Head of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russian Federation

e-mail: vsh@of.ugntu.ru

Кулешова Любовь Сергеевна, старший преподаватель кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

Lyubov S. Kuleshova, Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russian Federation

e-mail: markl212@mail.ru

Мухаметшин Вячеслав Вячеславович, канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Vyacheslav V. Mukhametshin, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: vv@of.ugntu.ru