ПЛОТНОСТЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРУЮЩИХ ПОРОВЫХ КАНАЛОВ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**Р.Т. Ахметов, Л.С. Кулешова, Р.У. Рабаев, В.В. Мухаметшин*,
А.М. Маляренко, Д.И. Кобища, Д.И. Ахметшина**

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Filtering Pore Channels Distribution Density in Western Siberia

R.T. Akhmetov, L.S. Kuleshova, R.U. Rabaev, V.V. Mukhametshin, A.M. Malyarenko,
D.I. Kobishcha, D.I. Akhmetshina*

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Abstract

It is well known that information on filter channels distribution density can be obtained based on the data of core samples capillary studies in laboratory conditions. The curve of the fractional participation of pore channels in filtration, as a rule, is obtained by numerical processing of the capillary studies results. In this study, using a generalized mathematical model of capillary curves, an analytical solution is obtained for filtration channels distribution density by size in the conditions of Western Siberia reservoirs. The work shows that the main share in the filtration is taken by pore channels, the sizes of which are close to the maximum value. The density function of the filtering channels is mainly determined by the maximum radius and heterogeneity of the pore channel size distribution.

Keywords:

Capillary pressure curve;
Generalized model;
Distribution density;
Filtering channels.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Современный этап развития нефтяной отрасли России характеризуется постоянным ростом доли остаточных запасов нефти, приуроченных к залежам с трудноизвлекаемыми запасами [1–6]. В этих условиях одной из основных задач является повышение рентабельности разработки, прежде всего за счет научно-обоснованного выбора управляющих решений, направленных на использование тех или иных технологий добычи нефти с минимальными рисками [7–12]. При этом важно учесть особенности геологического строения объектов, которое оказывает существенное влияние на процесс выработки запасов нефти [13–19] и в соответствии с этим определить пути и способы выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов [20–26].

Важным моментом при этом является определение долевого участия поровых каналов в процессе фильтрации флюидов в пласте. Одним из способов определения этого участия пор является использование капилляриметрии.

Метод капилляриметрии основан на изменении водонасыщенности образца породы при вытеснении воды в капилляриметре воздухом

или нефтью при различных значениях капиллярного давления. При этом предполагается, что при воздействии на водонасыщенный образец фиксированного давления вода выдавливается из поровых каналов определённого размера.

При капилляриметрии фактически моделируется процесс образования залежей нефти и газа, т. е. происходит восстановление начального состояния продуктивного пласта.

Как было отмечено, в лабораторных условиях производится вытеснение воды из образца пласта-коллектора воздухом при различных перепадах давления. Однако данный способ является трудоемким и требует длительного моделирования процесса вытеснения. Поэтому часто используется метод центрифугирования, в котором свободная вода из образца керна вытесняется под воздействием центробежных сил при вращении центрифуги. В отличие от капилляриметрии данный метод является простым и быстрым.

В настоящее время используются современные высокоскоростные центрифуги, позволяющие резко сократить время эксперимента и обеспечить более высокие значения капиллярных давлений.

При интерпретации кривых капиллярного давления предполагается, что поровые каналы

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

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200600>

пласта-коллектора представлены пучком капилляров различного радиуса.

В процессе вытеснения сначала при низких значениях давления вода выдавливается из поровых каналов максимального размера, а далее, по мере возрастания внешнего давления, происходит охват процессом вытеснения капилляров всё меньшего и меньшего размера, вплоть до капилляров, заполненных остаточной водой.

Кривые капиллярного давления содержат большой объём информации о фильтрационных и емкостных свойствах пласта-коллектора.

Известно, что начальное распределение флюидов в продуктивном пласте определяется соотношением капиллярных и гравитационных сил.

Результаты капиллярных исследований позволяют оценить долю извлекаемых и неизвлекаемых запасов в пустотном пространстве продуктивного пласта.

Кроме того, данные капиллярных исследований позволяют решать следующие задачи:

- распределение флюидов в переходной зоне продуктивного пласта;
- определение плотности распределения поровых каналов по размерам, а также оценка их долевого участия в процессе фильтрации флюидов.

Наши исследования позволяют утверждать, что с использованием результатов капилляриметрии возможно получение аналитических связей между различными фильтрационно-емкостными параметрами пласта-коллектора.

Путем статистической обработки результатов капиллярных исследований возможно создание обобщенной математической модели коллектора, которая однозначно характеризует данный продуктивный пласт.

Использование обобщенной модели позволяет уже на стадии выхода месторождения из разведки относить новый объект к какому-либо из известных объектов-аналогов, находящихся в разработке. Это позволяет использовать опыт длительно разрабатываемых месторождений при разработке новых объектов [27–32].

Капилляриметрические исследования, как правило, охватывают весь диапазон изменения коллекторских свойств продуктивного пласта от самых низкопроницаемых до высокопроницаемых образцов керн.

Благодаря этому данные, полученные на основе интерпретации кривых капиллярного давления, полностью характеризуют данный продуктивный пласт.

Как было отмечено, плотность распределения поровых каналов по размерам может быть оценена по данным капилляриметрических исследований образцов керн. Анализ распределения поровых каналов по размерам показывает, что пустотное пространство коллектора является крайне неоднородным: размеры поровых каналов изменяются в пределах от долей до сотен микрометров и более [33–38].

Однако необходимо отметить, что не все поровые каналы участвуют в фильтрации. Для выявления группы поровых каналов, принимающих участие в фильтрации флюидов, необходимо знать распределение проницаемости по каналам различного размера.

Информация о доле участия поровых каналов в процессе фильтрации позволяет косвенно оценить характер насыщения данной части пустотного пространства.

Действительно, в продуктивном пласте-коллекторе часть породы, представленной нефилтрующими каналами, вероятно, практически полностью заполнена неподвижным, а фильтрующая часть – подвижным флюидом (нефтью или водой).

В настоящее время на практике долевого участие поровых каналов в фильтрации определяется путём численной обработки результатов экспериментальных исследований капиллярных свойств на образцах керн. При этом есть необходимость получения аналитического решения, позволяющего выявить основные факторы, определяющие распределение каналов фильтрации, и количественно оценить степень их влияния на плотность распределения.

Для получения аналитического выражения для расчета долевого участия поровых каналов в проницаемости воспользуемся обобщенной математической моделью капиллярных кривых:

$$\ln\left(\frac{pr_0}{\beta}\right) = a + b \ln K_s^* + c (\ln K_s^*)^2, \quad (1)$$

где $\frac{pr_0}{\beta}$ – безразмерное капиллярное давление;

p – капиллярное давление; $\beta = \sigma \cos \theta$;

σ – поверхностное натяжение;

θ – угол смачивания;

$r_0 = \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}}$ – характерный радиус поровых каналов;

a , b и c – коэффициенты, полученные путем статистической обработки кривых капиллярного давления;

$K_s^* = \frac{K_s - K_{so}}{1 - K_{so}}$ – нормированная водонасыщенность;

K_s – водонасыщенность коллектора;

K_{so} – остаточная водонасыщенность.

На рассматриваемых месторождениях Западной Сибири в стадии разведки и подсчета запасов проводились изучение в лабораторных условиях фильтрационно-емкостных параметров (пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность), а также капилляриметрические исследования образцов керн для продуктивных пластов.

При этом выборка, как правило, охватывает весь диапазон изменения коллекторских свойств объекта, а объем выборки является достаточным для проведения статистического анализа на

количественном уровне.

На основе данных капилляриметрических исследований образцов керн можно построить график сопоставления безразмерного капиллярного давления от приведённой водонасыщенности в логарифмической системе координат. Путем статистической обработки данных графика сопоставления можно получить параболическую аппроксимацию графика в виде функции (1).

На рисунке 1 в качестве примера представлена зависимость безразмерного капиллярного давления от нормированной водонасыщенности в логарифмической системе координат для пласта ЮВ¹ Повховского месторождения Западной Сибири.

Рис.1. Стенд для изучения изменения давления в канале при гидropескоструйном вскрытии пласта

Отметим, что в формуле (1) параметр a – характеризует начальное капиллярное давление, b – крутизну платообразного участка капиллярной кривой, c – участок кривой в области вертикальной асимптоты, соответствующей резкому возрастанию капиллярного давления.

Очевидно, данный участок кривой соответствует каналам минимального размера ($r \ll 1$ мкм) и поэтому в формуле (1) последним слагаемым можно пренебречь, т.к. эти каналы явно не принимают участия в фильтрации.

Кроме того, легко показать, что

$$a = \ln \left(\frac{p_0 r_0}{\beta} \right)$$

где p_0 – начальное капиллярное давление.

С учётом вышеизложенного формула (1) приобретает следующий вид:

$$\ln \left(\frac{p}{p_0} \right) = b \ln K_0^* \text{ или } \left(\frac{p_0}{p} \right)^{\frac{1}{b}} = K_0^* \quad (2)$$

Теперь обозначим $\alpha = -\frac{1}{b}$ и окончательно получим:

$$K_0^* = \left(\frac{p_0}{p} \right)^\alpha$$

Мы получили формулу, предложенную Бруксом-Кори.

Если воспользоваться формулой Лапласа, последняя формула преобразуется к следующему виду:

$$K_0^* = \left(\frac{r}{r_m} \right)^\alpha \quad (3)$$

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

Теперь вычислим производную по радиусу и получим выражение для плотности распределения поровых каналов по размерам:

$$g(r) = \frac{\alpha}{r_m^\alpha} r^{\alpha-1} \quad (4)$$

Очевидно, долевое участие поровых каналов в фильтрации флюида $g_\phi(r)$ может быть представлено следующей формулой:

$$g_\phi(r) = \frac{r^2 g(r)}{\int_0^{r_m} r^2 g(r) dr} = \frac{r^{\alpha+1}}{\frac{r_m^{\alpha+2}}{\alpha+2}} = \frac{\alpha+2}{r_m} \left(\frac{r}{r_m} \right)^{\alpha+1} \quad (5)$$

Получим формулу (6) для максимального радиуса поровых каналов через начальное капиллярное давление:

$$p_0 = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_m} = \frac{2\beta}{r_m} \quad (6)$$

С другой стороны $p_0 = \beta \frac{e^a}{r_0}$, поэтому

$$r_m = 2r_0 e^{-a} \quad (7)$$

Рассмотрим порядок расчёта плотности фильтрующих каналов:

1. По данным капилляриметрических исследований строим график зависимости логарифма безразмерного давления от нормированной водонасыщенности и по уравнению регрессии определяем коэффициенты a и b .

2. Определяем крутизну капиллярной кривой как соотношение $\alpha = -1/b$.

3. Вычислим максимальный радиус поровых каналов по формуле (7).

4. Рассчитаем значения плотности распределения фильтрующих каналов по формуле (5) и строим график функции $g_\phi(r)$ для различных радиусов от нуля до r_m .

На рисунке 2 дано сопоставление графиков распределения объёмов поровых каналов и их долевого участия в проницаемости, то есть в фильтрации флюидов для нескольких образцов Урьевского месторождения Западной Сибири.

Как следует из анализа графиков, основное долевое участие в фильтрации принимают поровые каналы, размеры которых близки к максимальному значению, хотя объёмная доля размеров поровых каналов максимальна при значениях радиусов, значительно меньших максимального размера.

Результаты капилляриметрических исследований образцов пород-коллекторов Западной Сибири свидетельствует о существовании неоднородности коллекторов нефти и газа по размерам поровых каналов.

При этом фильтрация флюидов происходит

преимущественно по каналам большого радиуса, а более мелкие поры и поровые каналы, как правило, практически не участвуют в фильтрации, хотя они составляют значительную часть объема пустотного пространства.

Таким образом, извлекаемые запасы углеводородов находятся лишь в той части коллектора, которая представлена поровыми каналами большого размера, а запасы углеводородов в части коллектора, представленной каналами малого размера, являются практически не извлекаемыми.

Литература

1. Шмаль, Г. И. (2017). Нефтегазовый комплекс в условиях геополитических и экономических вызовов: проблемы и пути решения. *Нефтяное хозяйство*, 5, 8-11.
2. Дмитриевский, А. Н. (2017). Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России. *Нефтяное хозяйство*, 5, 6-7.
3. Клецев, К. А. (2005). Перспективы развития сырьевой базы нефтегазодобычи в России / в юбилейном сборнике научных трудов кафедры геологии РГУ им. И.М. Губкина «Актуальные проблемы геологии нефти и газа». Москва: Нефть и газ.
4. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири. *Записки Горного института*, 240, 711-715.
5. Конторович, В. А., Бердникова, С. А., Калинина, Л. М., Поляков, А. А. (2004). Сейсмогеологические адаптивные методы прогноза качества коллекторов и подготовки сложнопостроенных ловушек нефти и газа в верхней юре центральных и южных районов Западной Сибири (горизонт Ю₁ васюганской свиты). *Геология и геофизика*, 1, 79-90.
6. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Сергеев, В. В., Кинзябаев, Ф. С. (2017). Экспериментальное исследование вязкостных свойств эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(2), 16-38.
7. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.
8. Сергеев, В. В., Шарапов, Р. Р., Кудымов, А. Ю. и др. (2020). Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта. *Нанотехнологии в строительстве*, 12(2), 100-107.
9. Велиев, Э. Ф., Алиев, А. А., Маммедбейли, Т. Е. (2021). Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием.

SOCAR Proceedings, 1, 104-113.

10. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.

11. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). *Reservoir stimulation. West Sussex, England: John Wiley and Sons.*

12. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

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

14. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2020). О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 331(5), 140-146.

15. Аббасов, А. А., Аббасов, Э. М., Исмаилов, Ш. З. и др. (2021). Оценка эффективности процесса заводнения нефтяных пластов на основе емкостно-резистивной модели с нелинейным коэффициентом продуктивности. *SOCAR Proceedings*, 3, 45-53.

16. 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.

17. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

18. Велиев, Э. Ф. (2021). Применение амфифильных блок-полимерных систем для эмульсионного заводнения пласта. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.

19. Хайредин, Н. Ш., Попов, А. М., Мухаметшин, В. Ш. (1992). Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*, 9, 18-20.

20. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шешдиров, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

21. Тер-Саркисов, Р. М., Максимов, В. М., Басниев, К. С. и др. (2012). Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа. *Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований.*

22. Кулешова, Л. С., Фаттахов, И. Г., Султанов, Ш. Х. и др. (2021). Опыт проведения многозонного кислотного ГРП на месторождении ПАО «Татнефть». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.

23. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Велиев, Э. Ф., Дышин, О. А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.

24. Муслимов, Р. Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). *Казань: ФЭН.*

25. 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.

26. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16-22.

27. Кудряшов, С. И., Хасанов, М. М., Краснов, В. А. и др. (2007). Шаблоны применения технологий – эффективный способ систематизации знаний. *Нефтяное хозяйство*, 11, 7-9.

28. 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.

29. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

30. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е. (2018). Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(8), 30-36.

31. Sun, S. Q., Wan, J. C. (2002). Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 100(46), 49-50.

32. Мухаметшин, В. Ш. (1989). Зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин при разработке низкопродуктивных карбонатных залежей. *Нефтяное хозяйство*, 12, 26-29.

33. 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.

34. Ахметов, Р. Т., Мухаметшин, В. В., Андреев, А. В., Султанов, Ш. Х. (2017). Некоторые

результаты опробования методики прогноза показателя смачиваемости продуктивных пластов. *SOCAR Proceedings*, 4, 83-87.

35. Михайлов, Н. Н. (1992). Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых. Москва: Недра.

36. Михайлов, Н. Н. (2011). Петрофизическое обеспечение новых технологий доизвлечения остаточной нефти из техногенно измененных залежей. *Каротажник*, 7(205), 126-137.

37. Мухаметшин, В. В. (2018). Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(5), 117-124.

38. 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.

References

1. Shmal, G. I. (2017). Oil and gas complex in response to geopolitical and economic challenges: problems and solutions. *Oil Industry*, 5, 8-11.

2. Dmitrievsky, A. N. (2017). Resource-innovative strategy for the development of the russian economy. *Oil Industry*, 5, 6-7.

3. Kleshchev, K. A. (2005). Prospects for the development of the raw material base of oil and gas production in Russia /in anniversary collection of scientific papers of the Geological Faculty of the Gubkin Russian State University «Actual problems of oil and gas geology». Moscow: Oil and Gas.

4. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, 711-715.

5. Kontorovich, V. A., Berdnikova, S. A., Kalina, L. M., Polyakov, A. A. (2004). Seismogeological adaptive methods of reservoir quality prediction and preparation of complex oil and gas traps in the Upper Jurassic of the central and southern regions of Western Siberia (horizon Y1 of the Vasyugan formation). *Geology and Geophysics*, 1, 79-90.

6. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Sergeev, V. V., Kinzyabaev, F. S. (2017). Experimental study of viscosity properties of emulsion system with SiO₂ nanoparticles. *Nanotechnologies in Construction*, 9(2), 16-38.

7. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.

8. Sergeev, V. V., Sharapov, R. R., Kudymov, A. Yu., et al. (2020). Experimental research of the colloidal systems with nanoparticles influence on filtration characteristics of hydraulic fractures. *Nanotechnologies in Construction*, 12(2), 100-107.

9. 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.

10. 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.

11. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. West Sussex, England: John Wiley and Sons.

12. 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.

13. 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.

14. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(5), 140-146.

15. Abbasov, A. A., Abbasov, E. M., Ismayilov, Sh. Z., Suleymanov, A. A. (2021). Waterflooding efficiency estimation using capacitance-resistance model with non-linear productivity index. *SOCAR Proceedings*, 3, 45-53.

16. 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 pashiyen formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

17. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

18. Veliyev, E. F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.

19. Khayredinov, N. Sh., Popov, A. M., Mukhametshin, V. Sh. (1992). Increasing the flooding efficiency of poor-producing oil deposits in carbonate collectors. *Oil Industry*, 9, 18-20.

20. 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.

21. Ter-Sarkisov, R. M., Maksimov, V. M., Basniev, K. S., et al. (2012). Geological and hydrothermodynamic modeling of oil and gas fields. *Izhevsk: Izhevsk Institute of Computer Research*.
22. Kuleshova, L. S., Fattakhov, I. G., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2021). Experience in Conducting Multi-Zone Hydraulic Fracturing on the Oilfield of PJSC «Tatneft». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.
23. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
24. Muslimov, R. Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN*.
25. 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.
26. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2, 16-22.
27. Kudryashov, S. I., Khasanov, M. M., Krasnov, V. A., et al. (2007). Technologies application patterns - an effective way of knowledge systematization. *Oil Industry*, 11, 7-9.
28. 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.
29. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
30. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E. (2018). Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(8), 30-36.
31. Sun, S. Q., Wan, J. C. (2002). Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 100(46), 49-50.
32. Mukhametshin, V. Sh. (1989). Dependence of crude-oil recovery on the well spacing density during development of low-producing carbonate deposits. *Oil Industry*, 12, 26-29.
33. 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.
34. 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.
35. Mikhailov, N. N. (1992). Residual oil saturation of the developed. *Moscow: Nedra*.
36. 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.
37. Mukhametshin, V. V. (2018). Rationale for trends in increasing oil reserves depletion in Western Siberia cretaceous deposits based on targets identification. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(5), 117-124.
38. 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.

Плотность распределения фильтрующих поровых каналов пластов-коллекторов Западной Сибири

**Р.Т. Ахметов, Л.С. Кулешова, Р.У. Рабаев, В.В. Мухаметшин,
А.М. Маляренко, Д.И. Кобища, Д.И. Ахметшина**
Уфимский государственный нефтяной
технический университет, Уфа, Россия

Реферат

Известно, что информация о плотности распределения фильтрующих каналов может быть получена на основе данных капиллярных исследований образцов керна в лабораторных условиях. Кривую долевого участия поровых каналов в фильтрации, как правило, получают путём численной обработки результатов капиллярных исследований. В настоящей работе с использованием обобщенной математической модели капиллярных кривых получено аналитическое решение для плотности распределения фильтрующих каналов по размерам в условиях пластов-коллекторов Западной Сибири. В работе показано, что основное доленое участие в фильтрации принимают поровые каналы, размеры которых близки максимальному значению. Функция плотности фильтрующих каналов определяется, главным образом, максимальным радиусом и неоднородностью распределения поровых каналов по размерам.

Ключевые слова: кривая капиллярного давления; обобщенная модель; плотность распределения; фильтрующие каналы.

Qərbi Sibirin lay kollektorlarının süzücü məsaməli kanallarının paylanma sıxlığı

**R.T. Axmetov, L.S. Kuleşova, R.U. Rabayev, V.V. Muxametşin,
A.M. Malyarenko, D.I. Kobişa, D.I. Axmetşina**
Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Məlumdur ki, süzücü kanalların paylanma sıxlığı haqqında məlumatı kern nümunələrinin laboratoriya şəraitində kapilyar tədqiqatlarının məlumatları əsasında əldə etmək olar. Məsamə kanallarının süzülmədə iştirak payının əyrisi, bir qayda olaraq, kapilyar tədqiqatların nəticələrinin ədədi işlənməsi ilə əldə edilir. Məqalədə kapilyar əyrilərinin ümumiləşdirilmiş riyazi modelinin istifadəsi ilə Qərbi Sibirin lay kollektorları şəraitində süzücü kanalların ölçülərə görə paylanma sıxlığının analitik həlli alınmışdır. Göstərilmişdir ki, süzülmədə əsas iştirak payını ölçüləri maksimum qiymətə yaxın olan məsamə kanalları tutur. Süzücü kanalların sıxlıq funksiyası, əsasən, məsamə kanallarının ölçüyə görə paylanmasının maksimum radiusu və qeyri-bircinsliliyi ilə müəyyən edilir.

Açar sözlər: kapilyar təzyiq əyrisi; ümumiləşdirilmiş model; paylanma sıxlığı; süzülmə kanalları.