



КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ИЗВИЛИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА ОСНОВЕ КАПИЛЛЯРИМЕТРИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

**Р.Т.Ахметов, А.М.Маляренко, Л.С.Кулешова,
В.В.Мухаметшин*, А.Р.Сафиуллина**

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Quantitative Assessment of Hydraulic Tortuosity of Oil and Gas Reservoirs in Western Siberia Based on Capillarimetric Studies

R.T.Akhmetov, A.M.Malyarenko, L.S.Kuleshova, V.V.Mukhametshin, A.R.Safiullina
Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

Abstract

It is known that a capillary model with a given size pore channels distribution does not allow estimating the absolute reservoir permeability with sufficient accuracy. In this case, it is necessary to introduce a certain correction factor into the formula, which is called either the lithological factor or hydraulic tortuosity. The paper shows that the need for a correction factor appears mainly due to the capillary model inconsistency to the real geometry of the reservoir void space. In this regard, we propose to use the dumbbell model when calculating the absolute permeability, in which the filtering channels are represented by alternating pores and interporous narrowings. This paper presents a methodology for calculating the hydraulic tortuosity for reservoirs of Western Siberia based on the results of capillary studies, as well as based on the data from the capacitive properties study. Hydraulic tortuosity is explained by the process of expansion of current lines in the pores and their contraction in the interporous tubules of the rock. It is noted that the residual water leads to a narrowing of the pores' open area and, accordingly, to a certain decrease in the hydraulic tortuosity.

Keywords:

Structure of void space;
Capillarimetry;
Hydraulic tortuosity;
Filtration reservoir parameters.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Известно, что эффективность выработки запасов жидких углеводородов во многом определяется фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пород-коллекторов [1–10]. В то же время ФЕС зависят от структуры пустотного пространства. Под структурой пустотного пространства понимаются особенности микростроения породы, которые обуславливаются размерами, формой и взаимным расположением составных частей.

Элементы структуры пустотного пространства включают такие понятия, как пористость, удельная поверхность и геометрия пор [11]. Указанные факторы обеспечивают взаимосвязь практически всех важнейших физических свойств горной породы: абсолютной проницаемости, относительных фазовых проницаемостей, параметра пористости, коэффициента пьезопроводности и так далее.

Что касается пористости и удельной поверхности, то эти элементы структуры могут быть

определены в лабораторных условиях с достаточной для практических целей точностью.

При решении задачи взаимосвязи между различными параметрами горной породы появляется необходимость количественной характеристики третьего параметра – геометрии пустотного пространства.

Геометрия пустотного пространства горных пород настолько неоднозначна, что её количественная характеристика является чрезвычайно сложной.

Поэтому единственным путем решения этой проблемы является создание математических моделей пустотного пространства, которые определяют упрощённые варианты геометрии пор и дают возможность устанавливать количественные связи между ФЕС пород-коллекторов: коэффициентами пористости, удельной поверхности, коэффициентами абсолютной и относительной проницаемости, остаточной водонасыщенности.

Изучению этих взаимосвязей посвящено мно-

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

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20210200498>

жество работ отечественных и зарубежных ученых [12–15].

Используемые исследователями структурные модели делятся на два основных класса: гранулярные и капиллярные.

Капиллярные модели пустотного пространства исторически появились позже и оказались более эффективными. Из них наиболее простой является модель параллельных капилляров неизменного сечения. Даже такая простая модель во многих случаях дает удовлетворительные результаты [16].

Более совершенной является модель параллельных капилляров разного сечения в соответствии с некоторым распределением размеров поровых каналов.

Данная модель ближе к реальной горной породе, однако не учитывает изменение сечений поровых каналов вдоль линии фильтрации.

Полученные с использованием данной модели взаимосвязи между ФЕС более тесные, но не во всех случаях.

Например, зависимость остаточной нефтенасыщенности от других параметров продуктивного пласта, характеризующих коллекторские свойства, не может быть конкретно обоснована [16].

Известно, что каждый поровой канал реальной горной породы представлен чередованием пор и межпоровых сужений. При этом очевидно, что поры определяют ёмкостные, а межпоровые сужения – фильтрационные свойства коллектора. К сожалению, этот неоспоримый факт никак не учитывается в существующих капиллярных моделях.

Модель пучка капилляров разного сечения положена в основу интерпретации данных исследования капиллярного давления образцов керна пластов-коллекторов.

В условиях Западной Сибири для каждого продуктивного пласта в лабораторных условиях на коллекции образцов керна проводятся капиллярметрические исследования, а также измеряются значения пористости и абсолютной проницаемости.

Известно, что капиллярные кривые представляют собой зависимости капиллярного давления от водонасыщенности пустотного пространства образцов керна, имеющих различные ФЕС. В силу этого наряду с зависимостью капиллярного давления от водонасыщенности они содержат информацию о структуре пустотного пространства, а также о характере связей между фильтрационными и ёмкостными свойствами конкретного продуктивного пласта [17, 18].

Как было отмечено выше структура пустотного пространства оказывает существенное влияние на количественные связи между фильтрационными и ёмкостными свойствами пород-коллекторов. В связи с этим рассмотрим вопросы количественной оценки коэффициента абсолютной проницаемости по кривым капиллярного давления.

Для расчёта абсолютной проницаемости K_{np} в работе [11] предлагается следующая формула:

$$K_{np} = \frac{K_n}{g} \int_0^{\infty} r^2 g(r) dr \quad (1)$$

где K_n – коэффициент пористости;

$g(r)$ – плотность распределения поровых каналов по размерам;

r – радиусы поровых каналов.

Теперь несколько преобразуем эту формулу. Для этого примем во внимание, что согласно [19]:

$$g(r) = dK_B / dr$$

где K_B – текущая водонасыщенность образца.

Известно, что капиллярное давление p_K согласно формуле Лапласа обратно пропорционально радиусу капилляра:

$$p_K = \beta_0 / r$$

где $\beta_0 = 2\sigma \cos \theta$;

σ – поверхностное натяжение;

θ – угол смачивания.

После подстановки выражения для $g(r)$ и радиуса порового канала через капиллярное давление в формулу (1) получим:

$$K_{np} = \frac{K_n}{8} \int_0^{\infty} \frac{\beta_0^2}{p_K^2} \cdot \frac{dK_B}{dr} dr$$

Окончательно получим:

$$K_{np} = \frac{K_n \beta_0^2}{8} \int_{K_{B0}}^{1.0} \frac{dK_B}{p_K^2} \quad (2)$$

Следует отметить, что значения проницаемости, рассчитанные по формуле (2) значительно отличаются от проницаемости образцов, полученных экспериментально в лабораторных условиях.

Парселл при определении проницаемости по кривой капиллярного давления ввел в уравнение (2) дополнительный множитель λ и назвал его литологическим множителем, учитывающим отличие простой капиллярной модели от структур пустотного пространства реальных горных пород.

При изучении абсолютной проницаемости Парселл обработал коллекцию из 27 образцов песчаников из месторождений Уилхокс и Палакси (США).

Для каждого из образцов в лабораторных условиях были определены пористость, проницаемость и кривая капиллярного давления, а затем по этим данным были вычислены значения λ , которые изменялись в довольно широких пределах от 0.085 до 0.363 [14].

Тем не менее, было найдено среднее значение $\lambda_{cp} = 0.216$, с помощью которого были вычислены теоретические значения проницаемости. Сравнение теоретических значений с экспериментальными данными показало их вполне удовлетворительную сходимость.

Зарубежные исследователи Н.Бурдайн, И.Фэтт и Х.Дикстра считали литологический коэффициент в формуле Парселла величиной, обратной извилистости поровых каналов.

Следуя Козени-Карману, формулу (2) оконча-

тельно перепишем в следующем виде:

$$K_{np} = \frac{K_n \beta_0^2}{8T_\Gamma^2} \int_{K_{BO}}^{1.0} \frac{dK_B}{p_K^2(K_B)} \quad (3)$$

где T_Γ – гидравлическая извилистость.

Для расчёта коэффициента абсолютной проницаемости с помощью формулы (3) воспользуемся обобщённой математической моделью кривой капиллярного давления для пластов коллекторов Западной Сибири, предложенной авторами в работе [20]:

$$\ln(p_K r_0) = a + b \ln(K_B^*) + c \ln^2(K_B^*) \quad (4)$$

где $p_K r_0$ – безразмерное капиллярное давление;

$r_0 = \sqrt{K_{np} / K_n}$ – параметр, имеющий размерность радиуса;

$K_B^* = (K_B - K_{BO}) / (1 - K_{BO})$ – нормированная водонасыщенность;

K_B – текущая водонасыщенность породы;

K_{BO} – остаточная водонасыщенность;

a, b, c – фиксированные параметры, определяемые путём статистической обработки капиллярных кривых.

Наши исследования показывают, что параметр a характеризует начальный участок, параметр b платообразную часть, а параметр c участок кривой вблизи вертикальной асимптоты, соответствующий резкому возрастанию капиллярного давления. Это область минимальных значений размеров поровых каналов ($r \leq 1$ мкм).

Обратим внимание, что интеграл в формуле (1) физически выражает среднее значение квадрата радиуса поровых каналов.

Очевидно, что вклад капилляров минимального размера на величину интеграла весьма незначителен.

Анализ показывает, что интеграл в формуле (1) определяется в основном поровыми каналами, размеры которых близки к максимальному радиусу.

В связи с изложенным, без потери точности можно пренебречь третьим членом правой части формулы (4).

Тогда получим:

$$\ln(p_K r_0) = a + b \ln(K_B^*) \quad (5)$$

Предположим, что нормированная водонасыщенность $K_B^* = 1$. При этом очевидно, что капиллярное давление равно p_0 – начальному давлению.

Тогда имеем:

$$\ln(p_0 r_0) = a \quad (6)$$

Отсюда можно получить выражение для начального капиллярного давления:

$$p_0 = \frac{\exp(a)}{r_0} = \frac{\exp(a)}{\sqrt{K_{np} / K_n}} \quad (7)$$

Теперь в формуле (5) вместо a подставим его выражение (6) через начальное давление. Получим:

$$\ln(p_K r_0) = \ln(p_0 r_0) + b \ln(K_B^*)$$

Дальнейшее преобразование дает:

$$\ln\left(\frac{p_K}{p_0}\right) = b \ln(K_B^*), \quad \frac{p_K}{p_0} = (K_B^*)^b$$

Окончательно получим:

$$p_K = p_0 (K_B^*)^b$$

Теперь выражение для капиллярного давления подставим в формулу (3):

$$K_{np} = \frac{K_n \beta_0^2}{8T_\Gamma^2} \int_{K_{BO}}^{1.0} \frac{dK_B}{p_0^2 (K_B^*)^{2b}} \quad (8)$$

Далее сделаем замену переменных.

Поскольку $K_B = (K_B - K_{BO}) / (1 - K_{BO})$ то при $K_B = K_{BO}$, имеем $K_B^* = 0$. При $K_B = 1.0$, $K_{BO} = 1.0$, то получим:

$$K_{np} = \frac{K_n \beta_0^2 (1 - K_{BO})}{8T_\Gamma^2 p_0^2} \int_0^{1.0} \frac{dK_B^*}{(K_B^*)^{2b}} = \frac{K_n \beta_0^2 (1 - K_{BO}) (K_B^*)^{-2b+1}}{8T_\Gamma^2 p_0^2 (-2b+1)} \Big|_0^{1.0} = \frac{K_n \beta_0^2 (1 - K_{BO})}{8T_\Gamma^2 p_0^2 (1 - 2b)}$$

Окончательно для гидравлического радиуса получим следующую формулу:

$$T_\Gamma = \frac{e^{-a} \sqrt{1 - K_{BO}}}{2\sqrt{1 - 2b}} \quad (9)$$

Рассмотрим порядок расчёта гидравлической извилистости с использованием формулы (9).

Для расчёта воспользуемся результатами лабораторных капилляриметрических исследований.

На рисунке представлены графики зависимости безразмерного капиллярного давления от нормированной водонасыщенности в логарифмической системе координат для ряда образцов керна из пласта АВ₁³ Урьевского месторождения Западной Сибири.

При этом отдельные точки соответствуют фиксированным значениям капиллярных давлений: 0.014; 0.026; 0.056; 0.105 МПа.

Как следует из рисунка, кривые капиллярного давления в логарифмической системе координат с высокой точностью преобразуются в прямые линии. При этом свободный член уравнения прямой соответствует параметру a , угловой коэффициент параметру b .

Аналогичные построения были выполнены для всех исследованных образцов керна

В таблице представлены данные о коллекторских свойствах, а также результаты расчета параметров a и b 17 образцов керна из пласта Урьевского месторождения

Анализ показывает, что гидравлическая извилистость T_Γ образцов Урьевского месторождения изменяется в небольших пределах, средняя составляет 3.8.

Однако наблюдается тенденция к уменьшению извилистости с увеличением остаточной водонасыщенности в низкопроницаемых коллекторах, что также отмечается в работе [21].

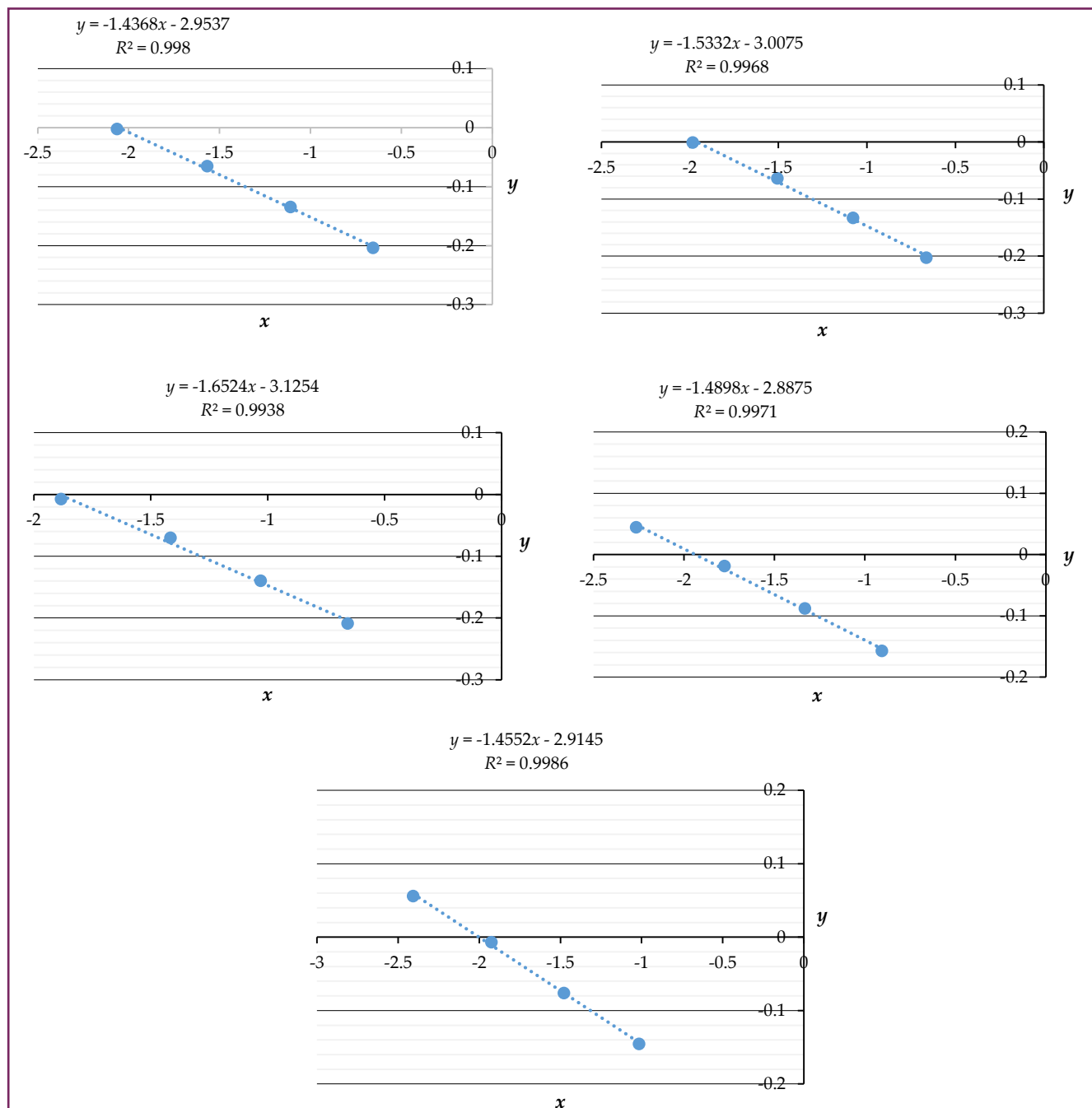


Рис. Графики зависимости безразмерного давления $y = \ln(p_x r_0)$ от нормированной водонасыщенности $x = \ln(K_e^*)$

Рассмотрим вопросы связи гидравлической извилистости и геометрии пустотного пространства.

Величина интеграла в формуле (1) соответствует среднему значению квадрата радиуса фильтрационных каналов.

Следует отметить, что по величине капиллярного давления в соответствии с формулой Лапласа мы определяем минимальное сечение поровых каналов.

Если каждый поровый канал представить в виде чередования пор и межпоровых сужений (гантельная модель) [22–25], то очевидно рассматриваемый интеграл даёт среднее значение сечений межпоровых сужений.

Формула (1) содержит также коэффициент пористости, который, очевидно, определяется

средним сечением пор.

Таким образом, часть формулы (1) определяется размерами пор, а другая часть размером межпоровых сужений. Этим как раз объясняется основная некорректность формулы (1).

Кроме того, правая часть формулы включает лишь эффективные (фильтрующие) поровые каналы, а левая часть (открытая пористость) – все поровые каналы: как фильтрующие, так и нефилтрующие.

Очевидно, коэффициент проницаемости, рассчитанный по кривым капиллярного давления, должен определяться только минимальным размером поровых каналов, то есть размером межпоровых сужений.

Если это так, то в формуле (1) необходи-

мо перейти к эффективной пористости (вместо открытой) и далее разделить на соотношение сечений пор и межпоровых сужений.

В работе [4] дано выражение для соотношения электрических сечений пор S_n и межпоровых канальцев S_K .

$$\frac{S_n}{S_K} = 1 + \frac{P_n K_n - 1}{p(1-p)} \approx \frac{P_n K_n}{p(1-p)}$$

где P_n – параметр пористости;

p – линейная доля микрокапилляров (межпоровых сужений);

$1-p$ – линейная доля пор.

В работе [4] показано, что произведение $p(1-p)=0.25$.

По В.Н.Дахнову электрический параметр пористости выражается следующей формулой:

$$P_n = a / K_n^m \quad (10)$$

где a , m – параметры, постоянные для данного пласта-коллектора.

Естественно полагать, что гидравлический

параметр пористости выражается такой же формулой, с той лишь разницей, что параметры могут несколько отличаться.

Таким образом, для квадрата гидравлической извилистости окончательно получим следующую формулу:

$$T_{\Gamma}^2 = 4P_n K_n (1 - K_{BO}) = \frac{4a}{K_n^{m-1}} (1 - K_{BO})$$

Окончательно гидравлическая извилистость равна:

$$T_{\Gamma 1} = 2 \sqrt{\frac{a(1 - K_{BO})}{K_n^{m-1}}} \quad (11)$$

В качестве примера в таблице представлены значения гидравлической извилистости $T_{\Gamma 1}$, рассчитанные по известным значениям параметров образцов керна по формуле (11).

Сопоставление значений извилистости, полученные по данным капиллярных исследований T_{Γ} и рассчитанным по коллекторским свойствам $T_{\Gamma 1}$ с использованием формулы (11) показывает их удовлетворительную сходимость.

Выводы

1. Для количественной оценки гидравлической извилистости по коллекторским параметрам пласта предлагается использовать гантельную модель пустотного пространства, в которой фильтрующие каналы породы представлены чередованием пор (макрокапилляры) и межпоровых сужений (микрокапилляры).

2. Гидравлическая извилистость физически объясняется расширением токовых линий фильтрационного потока в порах и сжатием в межпоровых канальцах.

3. Остаточная вода приурочена, в основном, к глинистым частицам, которые выстилают поровые каналы. Поскольку остаточная вода неподвижна, она приводит к сужению живого сечения пор, а, следовательно, некоторому уменьшению гидравлической извилистости.

Таблица

Коллекторские свойства образцов керна

№	Открытая пористость, K_{no}	Коэффициент проницаемости, K_{np}	Остаточная водонасыщенность, K_{BO}	a	b	T_{Γ}	$T_{\Gamma 1}$
1	0.254	0.0285	0.479	-2.6	-1.13	2.7	3.4
2	0.225	0.0138	0.594	-3.176	-1.3495	3.9	3.2
3	0.241	0.0556	0.427	-2.8807	-1.2595	3.6	3.7
4	0.227	0.0059	0.657	-3.0954	-1.5603	3.1	2.8
5	0.235	0.2516	0.338	-2.8225	-1.2914	3.6	4.0
6	0.221	0.0114	0.575	-3.1138	-1.4282	3.6	3.2
7	0.247	0.214	0.325	-2.9537	-1.4368	3.9	3.9
8	0.25	0.2228	0.331	-3.0075	-1.5332	4.0	3.9
9	0.238	0.1865	0.327	-3.1254	-1.6524	3.6	3.7
10	0.25	0.5486	0.261	-2.8875	-1.4898	3.8	4.0
11	0.259	0.7204	0.221	-2.9145	-1.4552	4.1	3.8
12	0.235	0.1326	0.349	-3.1979	-1.7156	4.6	4.0
13	0.253	1.51113	0.176	-3.0246	-1.4108	4.7	4.3
14	0.249	1.0283	0.222	-2.7573	-1.3086	3.7	4.2
15	0.243	0.46	0.242	-2.9662	-1.4837	4.2	4.2
16	0.234	0.289	0.324	-3.0204	-1.4743	4.2	4.1
17	0.257	0.942	0.233	-2.8487	-1.4176	3.8	4.1

Литература

1. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
2. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.
3. Economides, J. M., Nolte, K. I. Reservoir stimulation. (2000). West Sussex, England: *John Wiley and Sons*.
4. Ахметов, Р. Т., Мухаметшин, В. Ш., Андреев, В. Е. (2015). Фильтрационно-емкостные свойства и структура пустотного пространства продуктивных пластов: монография. Часть 1. *Уфа: Изд-во УГНТУ*.
5. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
6. Муслимов, Р. Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). *Казань: ФЭН*.
7. Gonzalez, I. J. F., Gammiero, A., Llamedo, M. A. (2012, April). Design of a neural network model for predicting well performance after water shutoff treatments using polymer gels. SPE-153908-MS. In: *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Mexico City, Mexico*.
8. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Трофимов, В. Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), 55-61..
9. Рзаева, С. Д. (2020). Селективная изоляция водопритоков в скважину на основе использования отходов производства. *SOCAR Proceedings*, 3, 118-125.
10. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.
11. Ромм, Е. С. (1985). Структурные модели порового пространства горных пород. *Ленинград: Недра*.
12. Ханин, А. А. (1969). Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. *Москва: Недра*.
13. Иванов, В. А., Храмова, В. Г., Диляров, Д. О. (1974). Структура порового пространства коллекторов нефти и газа. *Москва: Недра*.
14. Purcell, W. R. (1949). Capillary pressures - their measurement using mercury and the calculation of permeability there from. *Transaction of AIME*, 1(2), 39-48.
15. 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.

References

1. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
2. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.
3. Economides, J. M., Nolte, K. I. Reservoir stimulation. (2000). West Sussex, England: *John Wiley and Sons*.
4. Akhmetov, R. T., Mukhametshin, V. Sh., Andreev, V.E. (2015). Filtration-capacitance properties and structure of the void space of productive layers: monograph. Part 1. *Ufa: USPTU Publ*.
5. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
6. Muslimov, R. Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN*.
7. Gonzalez, I. J. F., Gammiero, A., Llamedo, M. A. (2012, April). Design of a neural network model for predicting well performance after water shutoff treatments using polymer gels. SPE-153908-MS. In: *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Mexico City, Mexico*.
8. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Trofimov, V. E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 21(3), 55-61.
9. Rzaeva, S. J. (2020). Selective insulation of water flows in a well based on the use of production waste. *SOCAR Proceedings*, 3, 118-125.
10. 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.
11. Romm, E. S. (1985). Structural models of the pore space of rocks. *Leningrad: Nedra*.
12. Khanin, A. A. (1969). Oil and gas reservoir rocks and their study. *Moscow: Nedra*.
13. Ivanov, V. A., Khramova, V.G., Dilyarov, D.O. (1974). Structure of the pore space of oil and gas reservoirs. *Moscow: Nedra*.
14. Purcell, W. R. (1949). Capillary pressures - their measurement using mercury and the calculation of permeability there from. *Transaction of AIME*, 1(2), 39-48.
15. 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.

16. 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.
17. 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.
18. Malyarenko, A. M., Bogdan, V. A., Blinov, S. A., et al. (2021). Improving the reliability of determining physical properties of heterogeneous clay reservoir rocks using a set of techniques. *Journal of Physics: Conference Series*, 1753, 012074, 1-12.
19. Под ред. Гиматудинова, Ш.К. (1974). Справочная книга по добыче нефти. Москва: Недра.
20. Akhmetov, R. T., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S., et al. (2020). The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels. *Journal of Physics: Conference Series*, 1661, 012016, 1-7.
21. Malyarenko, A. M., Bogdan, V. A., Kotenev, Yu. A., et al. (2019). Wettability and formation conditions of reservoirs. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 378, 012040, 1-6.
22. 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.
23. Фейзуллаев, Х. А., Агаларова, С. В. (2020). Прогнозирование технологических показателей процесса вытеснения нефти водой с различным минералогическим составом в глиносодержащих коллекторах. *SOCAR Proceedings*, 3, 135-141.
24. Кулиев, А. М., Джамалбеков, М. А. (2017). Прогнозирование показателей разработки залежей легких нефтей в ползучих коллекторах. *SOCAR Proceedings*, 3, 51-57.
25. Akhmetov, R. T., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Simulation of the absolute permeability based on the capillary pressure curves using the dumbbell model. *Journal of Physics: Conference Series*, 1333, 032001, 1-8.
16. 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.
17. 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.
18. Malyarenko, A. M., Bogdan, V. A., Blinov, S. A., et al. (2021). Improving the reliability of determining physical properties of heterogeneous clay reservoir rocks using a set of techniques. *Journal of Physics: Conference Series*, 1753, 012074, 1-12.
19. ed. Gimatudinov, Sh. K. (1974). Reference book on oil production. *Moscow: Nedra*.
20. Akhmetov, R. T., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S., et al. (2020). The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels. *Journal of Physics: Conference Series*, 1661, 012016, 1-7.
21. Malyarenko, A. M., Bogdan, V. A., Kotenev, Yu. A., et al. (2019). Wettability and formation conditions of reservoirs. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 378, 012040, 1-6.
22. 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.
23. Feyzulaev, H. A., Agalarova, S. V. (2020). Forecasting of the technological parameters of the oil displacement with the various mineral content water in the clay storage collector. *SOCAR Proceedings*, 3, 135-141.
24. Kuliyeu, A. M., Jamalbekov, M. A. (2017). The prediction of the development indicators of creeping reservoirs of light oils. *SOCAR Proceedings*, 3, 51-57.
25. Akhmetov, R. T., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Simulation of the absolute permeability based on the capillary pressure curves using the dumbbell model. *Journal of Physics: Conference Series*, 1333, 032001, 1-8.

Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований

*Р.Т.Ахметов, А.М.Маляренко, Л.С.Кулешова,
В.В.Мухаметшин, А.Р.Сафиуллина*
Уфимский государственный нефтяной технический
университет, Уфа, Россия

Реферат

Известно, что капиллярная модель с заданным распределением поровых каналов по размерам не позволяет оценить с достаточной точностью абсолютную проницаемость пластов-коллекторов. При этом приходится вводить в формулу некоторый поправочный коэффициент, который называется или литологическим коэффициентом или гидравлической извилистостью. В работе показано, что необходимость поправочного коэффициента является главным образом из-за несоответствия капиллярной модели к реальной геометрии пустотного пространства коллектора. В связи с этим предлагается при расчёте абсолютной проницаемости использовать гантельную модель, в которой фильтрующие каналы представлены чередованием пор и межпоровых сужений. Данные капилляриметрии позволяют определить лишь радиусы каналов минимального сечения - то есть межпоровых сужений. В данной работе представлена методика расчёта гидравлической извилистости для коллекторов Западной Сибири по результатам капиллярных исследований, а также по данным исследования емкостных свойств. Гидравлическая извилистость объясняется процессом расширения токовых линий в порах и сжатия их в межпоровых каналах породы. Отмечено, что остаточная вода приводит к сужению живого сечения пор и соответственно, некоторому уменьшению гидравлической извилистости.

Ключевые слова: структура пустотного пространства; капилляриметрия; гидравлическая извилистость; фильтрационно-емкостные параметры.

Qərbi Sibirin neft və qaz kollektorlarının hidravlik nahamarlığının kapilyarimetrik tədqiqatlar əsasında miqdarı qiymətləndirilməsi

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

Xülasə

Məlumdur ki, məsamə kanallarının ölçülər üzrə verilən paylanması ilə olan kapilyar model kollektor layların absolyut keçiriciliyini kifayət qədər dəqiqliklə qiymətləndirməyə imkan vermir. Bu halda düstura litoloji əmsal və ya hidravlik nahamarlıq (əyri-üyrülük) adlanan müəyyən düzəliş əmsalının əlavə edilməsi lazım gəlir. Məqalədə göstərilmişdir ki, düzəliş əmsalına ehtiyac əsasən kapilyar modelin kollektorun boş fəzasının real geometriyası ilə uyğun gəlməməsi səbəbindən yaranır. Bununla əlaqədar olaraq, absolyut keçiriciliyin hesablanması zamanı süzülmə kanallarının dəyişən məsamələr və məsamələrarası daralmalarla verildiyi qantel modelindən istifadə edilməsi təklif olunur. Kapilyarimetriya məlumatları yalnız minimal kəsiyin kanallarının – yəni, məsamələrarası daralmaların radiuslarını təyin etməyə imkan verir. Bu məqalədə kapilyar tədqiqatların nəticələrinə, həmçinin həcmi xassələrin tədqiqinin məlumatlarına əsaslanaraq Qərbi Sibir kollektorları üçün hidravlik nahamarlıqların hesablanması metodikası təqdim edilmişdir. Hidravlik nahamarlıq məsamələrdəki cərəyan xətlərinin genişlənməsi və onların süxurun məsamələrarası kanallarında sıxılması prosesi ilə izah olunur. Qeyd olunmuşdur ki, qalıq su məsamələrin canlı kəsiyinin daralmasına və müvafiq olaraq hidravlik nahamarlığın müəyyən qədər azalmasına səbəb olur.

Açar sözlər: boş fəzanın quruluşu; kapilyarimetriya; hidravlik nahamarlıq; süzülmə-həcmi parametrlər.